

行业研究

万亿蓝海市场，氢能未来可期

——能源结构转型系列报告之氢能

要点

碳中和推动能源转型，氢能或成万亿蓝海市场。氢能作为一种清洁低碳、热值高、来源多样、储运灵活的绿色能源，被誉为 21 世纪的“终极能源”。发展氢能产业是我国实现“双碳”目标的必经之路，国家对发展氢能持积极态度，21 年以来氢能相关的支持政策频繁出台，行业有望在政策催化下迎来高景气，成长可期。我们对氢能供应端市场规模进行测算，到 2050 年我国氢能供应端市场规模达到 13027 亿元，制氢端市场规模可观，氢能产业发展迎来新机遇。

制氢路径差异大，短中期化石能源制氢和工业副产氢将成为我国氢气供给的主要来源。根据中国氢能联盟与石油和化学规划院的统计，2019 年我国氢气产量约 3342 万吨，为世界第一制氢大国。煤制氢是首要的制氢方式，占比约 64%；其次为工业副产氢和天然气制氢，分别占比 21%、14%。1) 现阶段我国煤制氢成本低于天然气制氢，但天然气制氢成本下降空间更大。未来 CCUS 成本叠加或将缩小天然气制氢与煤制氢的成本差距。CCUS 技术有望持续降本，叠加 CCUS 技术的天然气制氢和煤制氢路线成本或将持续下降。2) 工业副产氢制氢技术成熟且成本低廉，其中丙烷脱氢和乙烷裂解副产制氢纯度高，释放氢气供给的潜力大，可作为我国氢能发展初期的重要氢源。3) 根据中国氢能联盟预测，预计到 2060 年我国可再生能源制氢产量将提升至 1 亿吨，占 2060 年氢气年度总需求的 77%。随着大规模的风电、光伏可再生能源发电成本下降，可再生能源制氢发展将迎来突破。根据中国氢能联盟预测，2030 年，可再生能源电解水制氢成本将低至 15 元/kg，具备与配套 CCUS 的煤制氢竞争的条件，未来电解水制氢竞争力凸显。

氢能应用场景广泛，燃料电池汽车为短中期氢能需求主要增量。根据中国氢能联盟预测，在 2060 年“碳中和”情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右。作为氢能发展利用的关键环节，我国加氢站进入快速发展阶段，有望在 2050 年达到千亿市场规模，规模化和设备国产化可推动加氢站降本。目前全球氢燃料电池汽车发展迅速，我国在全球燃料电池客车和商用车细分市场占据主导地位，未来随着燃料电池系统技术成熟以及成本下降，氢燃料电池重卡和乘用车规模有望快速扩大，可发挥氢燃料电池在长距离、重载领域的优势。

投资建议：氢能产业链所涉及的环节和应用场景众多，发展空间广阔，未来有望成为万亿级市场。建议关注布局煤制氢企业：中国石化；建议关注布局工业副产氢企业：中国石油、卫星化学、宝丰能源、东华能源、九丰能源、中国旭阳集团；建议关注布局电解水制氢企业：宝丰能源；建议关注布局加氢站及加氢装置企业：中国石化、中国石油、卫星化学、镇海股份、泰山石油。

风险分析：可再生能源发电成本下降不及预期；政策落地不及预期；关键技术突破不及预期。

基础化工 增持（维持）

作者

分析师：赵乃迪

执业证书编号：S0930517050005

010-57378026

zhaond@ebscn.com

联系人：蔡嘉豪

021-52523800

caijiahao@ebscn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

碳中和驱动第三次能源转型，“大宗之王”战略地位仍将稳定——能源结构转型系列报告之原油（2022-03-01）

投资聚焦

研究背景

自 2015 年《巴黎气候协定》签署以来，碳中和逐渐成为全球共识。2020 年 9 月 22 日，习近平主席在第 75 届联合国大会中首次明确了我国碳中和目标，我国力争于 2030 年前达到碳达峰，努力争取 2060 年前实现碳中和。在“双碳”目标驱使下，能源变革时代正式来临。在此背景下，我们通过一系列能源转型报告分析我国能源转型期间传统能源的地位和供需格局，以及氢能、风能等新能源在能源变革终局的发展空间。氢能是碳中和的重点方向之一，其具有清洁低碳、能量密度高、来源多样、应用场景丰富等优点，将在能源结构转型中发挥重要作用，成为碳中和时代的主导能源。

21 年以来我国氢能相关的支持政策频繁出台，市场对氢能行业的关注度持续提升。聚焦当下，中国的氢能产业依然处于发展初期，判断未来氢能行业的发展趋势，需要在当前时点阐明以下问题：

1) 碳中和背景下，氢能行业发展空间如何？

从总量来看，根据中国氢能联盟预测，在 2060 年“碳中和”情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右。氢能需求的增长，势必带来供应端的发展，我们对氢能供应端市场规模进行测算，预计到 2050 年我国氢能供应端市场规模将达到 13027 亿元，制氢端市场规模可观，氢能产业发展迎来新机遇。

2) 我国当前的氢气供给现状及未来发展趋势如何？

煤制氢是我国最主要的制氢方式，其次是工业副产氢和天然气制氢。短中期内化石能源制氢和工业副产氢仍将是我国氢气供给的主要来源，未来随着大规模的风电、光伏可再生能源发电成本下降，可再生能源制氢降本空间大，发展潜力巨大。

我们的创新之处

我们分析了氢能在能源变革终局的发展空间，对氢能供应端市场规模进行测算，2050 年我国平均制氢成本有望达到 12.37 元/kg，氢能供应端市场规模有望达到 13027 亿元，行业有望在政策催化下迎来高景气度，未来发展空间广阔。具体从前端氢源的角度对国内的制氢路线进行探讨，重点分析了不同制氢路线的发展现状及未来趋势，探讨不同制氢路线未来降本空间，梳理布局各制氢路线的化工企业制氢产能。我们认为短中期化石能源制氢和工业副产氢将成为我国氢气供给的主要来源，未来随着大规模的风电、光伏可再生能源发电成本下降，可再生能源制氢发展将迎来突破。

投资观点

氢能产业链所涉及的环节和应用场景众多，发展空间广阔，未来有望成为万亿级市场。在“碳达峰、碳中和”目标的推动下，我国氢能产业发展正步入快车道，多个省市发布氢能产业规划，加快布局氢能产业。短时间内，煤制氢和工业副产氢仍将是主流制氢方式，目前，国内加氢站也进入快速建设阶段，随着中国氢能汽车保有量的快速增长以及加氢设施需求的提升，加氢站有望在 2050 年达到千亿级市场规模，发展空间巨大。建议关注布局煤制氢企业：中国石化；建议关注布局工业副产氢企业：中国石油、卫星化学、宝丰能源、东华能源、九丰能源、中国旭阳集团；建议关注布局电解水制氢企业：宝丰能源；建议关注布局加氢站及加氢装置企业：中国石化、中国石油、卫星化学、镇海股份、泰山石油。

目 录

1、碳中和推动能源转型，氢能或成万亿蓝海市场	6
1.1、氢能：清洁低碳的绿色能源	6
1.2、政策体系逐渐明朗，氢能产业发展迎来新格局	7
1.3、碳中和推动需求增长，氢能有望迎来万亿级市场空间	9
2、短中期化石能源制氢和工业副产氢将成为我国氢气供给的主要来源	10
2.1、制氢路径差异大，化石能源制氢仍占主导地位	10
2.2、化石能源制氢：利用 CCUS 技术生产“蓝氢”是未来发展趋势	11
2.3、工业副产氢：低成本、分布式氢源	13
2.4、电解水制氢：发展潜力巨大，是未来发展方向	15
2.5、企业布局加快，彰显氢能市场发展前景	17
3、氢能高压气态储运占主导，发展非气态储运是大规模运输的前提	18
3.1、高压气态运输应用最广泛，液氢和管道运输适用长距离运输	18
3.2、液氢运输未来降本空间大	19
4、氢的应用：氢燃料电池汽车是氢能发展初期的重点突破方向	19
4.1、加氢站进入快速发展阶段	20
4.2、氢燃料电池汽车：短中期氢能需求的主要增量	22
5、投资建议	23
5.1、中国石化：打造中国第一氢能公司	24
5.2、中国石油：积极布局氢能业务，为“绿色冬奥”提供清洁能源服务	24
5.3、卫星化学：位居前列的 PDH 生产企业，副产高纯度氢气	25
5.4、宝丰能源：“绿氢”示范项目领跑行业	25
5.5、东华能源：看好公司 PDH 产能持续扩张带来的高成长性	26
5.6、九丰能源：积极开展氢能产业布局，公司发展未来可期	26
5.7、中国旭阳集团：焦化龙头企业加速布局氢能产业	27
5.8、镇海股份：加氢装置设计优势突出，公司有望率先受益	27
5.9、泰山石油：签署多项氢能源项目	28
6、风险分析	29

图目录

图 1: 氢能产业链结构	7
图 2: 2020-2060 年我国氢能需求量预测.....	9
图 3: 2020 年全球制氢量占比	10
图 4: 2019 年中国制氢量占比	10
图 5: CCUS 技术成本 (元/kgCO ₂)	12
图 6: 叠加 CCUS 技术的天然气制氢和煤制氢成本趋势 (元/kg)	12
图 7: 2020-2050 中国氢气供给结构预测.....	16
图 8: 2013-2020 年我国光伏、风电累计装机容量	17
图 9: 我国光伏、风力发电成本趋势	17
图 10: 2021 年我国企业制氢业务产能.....	18
图 11: 液氢储运未来运输成本 (元/kg, 运输距离 500km)	19
图 12: 2019 年我国各领域氢气需求量占比	20
图 13: 2060 年我国各领域氢气需求量占比	20
图 14: 2016-2035 中国加氢站数量 (座)	20
图 15: 中国加氢站市场规模预测 (亿元)	20
图 16: 2020 年我国外供高压气氢加氢站成本结构	21
图 17: 规模化带动加氢站成本下降	21
图 18: 2017-2021H1 全球燃料电池电动汽车保有量 (辆)	22
图 19: 2017-2020 年全球燃料电池电动汽车各类型存量 (辆)	22
图 20: 2016-2020 年我国氢燃料电池汽车销量和保有量 (辆)	23
图 21: 2019 年国内氢能燃料电池汽车量分布格局	23

表目录

表 1: 氢的物理性质.....	6
表 2: 氢气的分类与特点.....	6
表 3: 国家氢能产业相关政策	7
表 4: 部分地方政府氢能相关政策统计.....	8
表 5: 我国氢能供应端市场规模测算	9
表 6: 不同制氢路线成本对比	11
表 7: 天然气制氢与煤制氢成本测算 (2020 年)	12
表 8: 截至 2021 年我国煤制氢项目不完全统计	12
表 9: 工业副产氢生产方式及原理	13
表 10: 不同路线副产氢对比 (2020 年)	14
表 11: 截至 2021 年我国已有 PDH 装置不完全统计.....	14
表 12: 我国乙烷裂解项目统计	14
表 13: 截至 2021 年我国工业副产氢项目不完全统计.....	15
表 14: 可再生能源制氢量预测	16
表 15: 电解水制氢主要技术路线性能特点对比.....	16

表 16: 我国部分企业制氢未来业务规划	17
表 17: 不同氢气储运方案的特点	18
表 18: 布局加氢站的企业	21
表 19: 中国燃料电池系统及储氢系统价格的下降潜力	23

1、碳中和推动能源转型，氢能或成万亿蓝海市场

1.1、氢能：清洁低碳的绿色能源

氢能作为一种清洁低碳、热值高、来源多样、储运灵活的绿色能源，被誉为21世纪的“终极能源”。1) 清洁低碳：与传统的化石燃料不同，氢气和氧气可以通过燃烧产生热能，也可以通过燃料电池转化成电能；而在氢转化成电和热的过程中，只产生水，并不产生温室气体或细粉尘。2) 热值高：其热值可达到120MJ/kg，是同质量化石燃料的3倍。3) 来源多样：氢可以通过化石燃料、电解水、核能、光催化等多种方式制取。4) 储运灵活：氢可以以气态、液态或固态的金属氢化物等形态出现，能适应不同场景的要求。

表 1：氢的物理性质

物理性质	氢	对比其他化石能源
密度（气态）	0.089kg/m ³ (0°C, 1bar)	天然气的十分之一
密度（液态）	70.79kg/m ³ (-253°C, 1bar)	天然气的六分之一
沸点	-252.75°C (1bar)	比液化天然气低 90°
单位质量所含能量	120.1MJ/kg	汽油的三倍
自燃温度	585°C	汽油为 220°C

资料来源：国际能源署，光大证券研究所整理

根据氢能生产来源和生产过程中的碳排放情况，可将氢分为灰氢、蓝氢、绿氢。灰氢是指通过化石燃料燃烧产生的氢气。蓝氢是指在制氢过程中增加 CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) 碳捕捉、利用与储存技术产生的氢气。绿氢是利用风电、水电、太阳能、核电等可再生能源制备出的氢气，制氢过程完全没有碳排放。根据 2020 年中国氢能联盟发布的《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》，制取单位氢气温室气体排放量 $\leq 14.51\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ 的氢气为低碳氢，制取单位氢气温室气体排放量 $\leq 4.9\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ 的氢气为清洁氢，可再生氢在温室气体排放量 $\leq 4.9\text{kgCO}_2\text{eq/kgH}_2$ 的基础上同时要求制氢能源为可再生能源。即可再生氢、清洁氢与通俗意义上的“绿氢”相当，低碳氢与“蓝氢”相当。

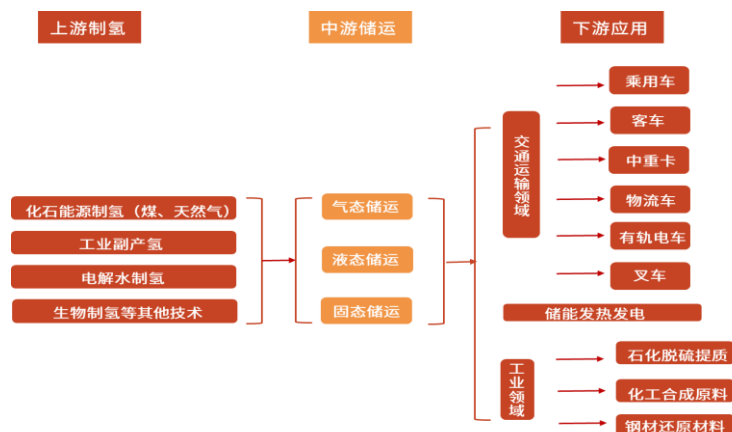
表 2：氢气的分类与特点

类别	时期	特点
灰氢	早期阶段 (2020-2030)	碳基能源制取，可近似理解为工业副产氢，单个装置规模难以实现较为经济的碳捕捉、利用和封存
蓝氢	中期过渡阶段 (2025-2035)	碳基能源制取结合二氧化碳捕捉、利用与封存。通过大规模煤炭、天然气制氢，可以较为经济地实现 CCUS
绿氢	最终目标 (2030-2050)	可再生能源、核能电解水制取，实现全过程 100% 绿色，为终端部门深度脱碳奠定基础

资料来源：国际新能源网，光大证券研究所整理

氢能产业链所涉及的环节和应用场景众多，发展空间广阔。氢能产业链包括上游氢能制取、中游氢能储存运输、下游交通领域&储能领域&工业领域应用等。其中上游制氢包括化石能源制氢、电解水制氢、工业副产氢等；储运环节分为液氢储运、高压储运、固态储运、有机液态储运。氢能的下游利用领域广阔，包括交通运输、储能、工业应用等。其中交通领域是氢能行业发展初期的重要突破口，氢能燃料电池车发展前景可期。

图 1：氢能产业链结构



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），光大证券研究所整理

1.2、政策体系逐渐明朗，氢能产业发展迎来新格局

国家政策陆续出台，引导氢能产业健康发展。氢能及燃料电池的发展关系到我国能源发展战略、生态文明建设以及战略性新兴产业布局。2019 年氢能源首次被写入《政府工作报告》，政府工作任务中明确将推动充电、加氢等设施建设。2021 年国务院在《“十四五”规划及 2035 年远景目标纲要》中提到，在包括氢能与储能在内的前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划。2021 年底，《“十四五”工业绿色发展规划》出台，对加快氢能技术创新和基础设施建设、开展可再生能源电解制氢、鼓励氢能等替代能源在化工领域的应用、开展绿氢装备基础研究等方面做出规划。国家对发展氢能持积极态度，相关政策密集出台，氢能产业链有望迎来高速发展期。

表 3：国家氢能产业相关政策

时间	文件	主要内容
2019 年 3 月	《政府工作报告》	继续执行新能源汽车购置优惠政策，推动充电、加氢等设施建设。
2019 年底	《能源统计报表制度》	首度将氢气纳入 2020 年能源统计。
2020 年 5 月	《2020 年国民经济和社会发展规划》	制定国家氢能产业发展战略规划。支持新能源汽车、储能产业发展，推动智能汽车创新发展战略实施。
2020 年 6 月	《2020 年能源工作指导意见》	制定实施氢能产业发展规划，稳妥有序推进能源关键技术装备攻关，推动储能、氢能技术进步与产业发展。
2021 年 3 月	《“十四五”规划及 2035 年远景目标纲要》	在包括氢能与储能在内的前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化与加速计划。
2021 年 4 月	《关于实施四项新能源汽车国家标准的通知》	将新发布的 GB/T 26779-2021《燃料电池电动汽车加氢口》及其他三项标准列为新能源汽车产品准入专项检验项目的依据标准。
2021 年 4 月	《2021 年能源工作指导意见》	加强氢能、风电、储能等能源技术创新合作的同时，结合氢能、储能与能源融合发展等新兴领域增设若干创新平台，并开展氢能产业试点示范，大力推动氢能产业的创新与发展。
2021 年 8 月	《关于启动燃料电池汽车示范应用工作的通知》	明确了燃料电池示范应用城市群名单和示范应用期的补贴执行规则、条件等要素。
2021 年 9 月	《关于发布国家重点研发计划“氢能技术”重点专项 2021 年度定向项目申报指南的通知》	2021 年拟在“氢进万家”综合示范技术方向，启动 1 个定向项目，拟安排国拨经费 1.5 亿元。应用示范总体要求包括：3000 辆及以上燃料电池汽车、15 座及以上加氢站示范运行，车辆累计运行里程不低于 1 亿公里、氢气

2021年11月	《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》	使用量不低于1万吨、燃料电池热电联供的氢气使用量不低于1万吨等。 鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。稳步构建氢能产业体系，完善氢能制、储、输、用一体化布局，结合工业、交通等领域典型用能场景，积极部署产业链示范项目等。
2021年12月	《“十四五”工业绿色发展规划》	加快氢能技术创新和基础设施建设；开展可再生能源电解制氢示范工程；鼓励氢能等替代能源在钢铁、水泥、化工等行业的应用等。

资料来源：国务院，国家能源局，财政部，工业和信息化部，科技部，光大证券研究所整理

各省市政策目标明确，“十四五”期间加码燃料电池汽车和加氢站布局。地方政府对于氢能产业布局具有较高的积极性，自2020年以来，已有北京、上海、广东、浙江等16个省市先后制定了氢燃料电池汽车产业相关政策和规划，对加氢站的规划建设、氢燃料电池汽车的推广应用、核心产业链的布局等都进行了详细布局。

表4：部分地方政府氢能相关政策统计

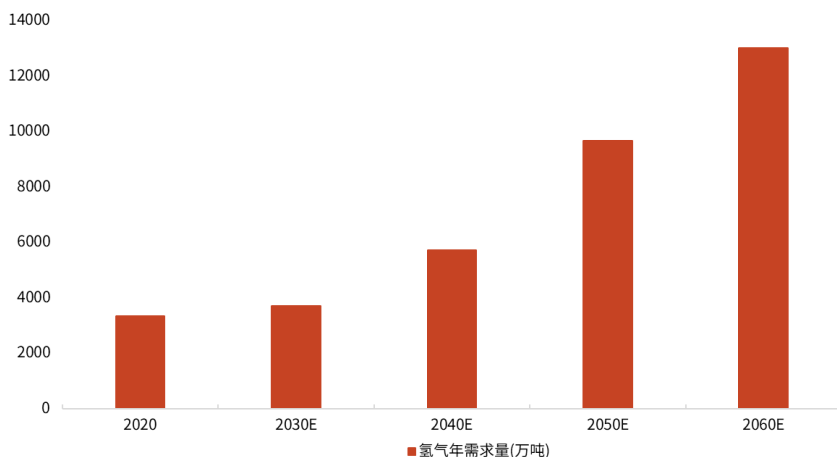
日期	省份	政策文件	相关内容
2020年1月	天津	《天津市氢能产业发展行动方案（2020-2022年）》	到2022年，力争建成至少10座加氢站、打造3个氢燃料电池车辆推广应用试点示范区，重点在交通领域推广应用，累计推广使用物流车、叉车、公交车等氢燃料电池车辆1000辆以上。
2020年3月	重庆	《重庆市氢燃料电池产业发展指导意见》	到2025年，全市氢燃料电池汽车相关企业超过80家，在示范推广层面，建成加氢站15座，在区域公交、物流等领域实现批量投放，氢燃料电池汽车运行规模力争达到1500辆。
2020年5月	宁夏	《关于加快培育氢能产业发展的指导意见》	到2025年，力争建成1座—2座日加氢能力500公斤及以上加氢站，布局建设氢能产业示范园区和服务平台，集聚氢能产业链企业，形成集群发展。
2020年6月	山东	《山东省氢能产业中长期发展规划（2020-2030年）》	2023年到2025年，为氢能产业加速发展期。氢能产业链条基本完备，累计推广燃料电池汽车10000辆，累计建成加氢站100座，氢能在电网调峰调频、风光发电制氢等领域应用逐步推广。
2020年9月	四川	《四川省氢能产业发展规划（2021-2025年）》	到2025年，燃料电池汽车（含重卡、中轻型物流、客车）应用规模达6000辆，氢能基础设施配套体系初步建立，建成多种类型加氢站60座。
2020年10月	北京	《北京市氢燃料电池汽车产业发展规划（2020-2025年）》	2025年前力争实现氢燃料电池汽车累计推广量突破1万辆、再新建加氢站37座（共计74座），氢燃料电池汽车全产业链累计产值突破240亿元。
2020年11月	上海	《上海市燃料电池汽车产业创新发展实施计划》	到2023年，规划加氢站接近100座并建成运行超过30座，形成产出规模约1000亿元，发展规模全国前列，推广燃料电池汽车接近10000辆。
2021年7月	内蒙古	《内蒙古自治区促进氢能产业发展若干政策（试行）》	2024-2025年氢能产业发展加速推进。绿氢制取能力达到50万吨/年，努力实现工业副产氢应用尽用，培育引进15-20家氢能相关核心企业，建成加氢站100座，累计推广燃料电池汽车10000辆以上。
2021年7月	河北	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	2022年，全省建成25座加氢站，燃料电池公交车、物流车等示范运行规模达到1000辆，重载汽车示范实现百辆级规模。
2021年11月	浙江	《浙江省加快培育氢燃料电池汽车产业发展实施方案》	到2025年，将规划建设加氢站50座，根据区域特点和用能需求，新建加氢站将优先布局环杭州湾、义甬舟两大“氢走廊”，因地制宜确定建设方案。
2021年11月	江苏	《江苏省“十四五”新能源汽车产业发展规划》	全省氢燃料电池汽车相关企业110余家，初步形成了涵盖上游氢气制备、储运，中游氢燃料电池系统及核心零部件，以及下游整车制造和加氢站建设运行等相对完整的产业链，累计投放氢燃料电池汽车300余辆，建成商业加氢站5座。
2021年11月	河南	《河南省加快新能源汽车产业发展实施方案》	加快氢燃料电池汽车产业布局。积极推进国家燃料电池汽车示范应用，郑州城市群建设建成并投入使用各类加氢站100座以上，实现重点应用区域全覆盖。
2021年11月	云南	《云南省新能源汽车产业发展规划（2021-2025年）》	跟踪并适度布局氢燃料电池汽车产业，通过示范应用推动氢燃料电池、氢燃料电池基础材料等技术创新，探索在重点区域逐步布局加氢站。
2021年12月	广东	《广东加快建设燃料电池车示范城市群行动计划2021-2025》（征求意见稿）	到2025年，实现推广1万辆以上燃料电池汽车目标。广东年供氢超过10万吨，建成加氢站约200座，车用氢气终端售价降到30元/公斤以下，示范城市群产业链更加完善。
2021年12月	陕西	《陕西省“十四五”制造业高质量发展规划》	加快氢燃料电池关键材料与重点技术研发突破，大力发展氢燃料电池堆、控制系统、质子交换膜等较为完备的氢燃料电池产业链，引导整车企业开展氢燃料电池汽车技术研发与推广应用，快速提升氢燃料电池汽车渗透率。
2021年12月	深圳	《深圳市氢能产业发展规划（2021-2025年）》	2025年，深圳将形成较为完备的氢能产业发展生态体系，建成氢能产业技术策源地、先进制造集聚高地、多场景应用示范基地，实现氢能商业化应用，氢能产业规模达到500亿元。

资料来源：各地方政府官网，光大证券研究所整理

1.3、碳中和推动需求增长，氢能有望迎来万亿级市场空间

根据中国氢能联盟的预测，在 2030 年碳达峰情景下，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨，在终端能源消费需求量中占比约为 5%，到 2050 年氢气需求量将达到 9690 万吨，2030-2050 年均复合增长率为 4.9%。在 2060 年碳中和情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费需求量中占比约为 20%，2030-2060 氢气需求量年均复合增长率为 4.3%。

图 2：2020-2060 年我国氢能需求量预测



资料来源：中国氢能联盟、中商产业研究院预测，光大证券研究所整理

氢能产业快速发展，市场空间广阔。氢能作为一种来源广泛的二次能源，是推动传统能源顺利过渡到可再生能源的最佳互联媒介，能够促进工业、建筑、交通运输等产业大规模实现脱碳，是我国实现“双碳”目标的必经之路。我们对氢能供应端市场规模进行测算。核心假设：1) 2030 年及以后煤制氢和天然气制氢增加 CCUS 技术成本。2) 电解水制氢以碱性电解水制氢成本为准，且随着可再生能源发电成本下降，电解水制氢成本下降；工业副产氢以焦炉煤气制氢成本为准。3) 可再生能源制氢降本空间较大，根据中国氢能联盟预测，2025 年，可再生能源电解水制氢成本有望降低至 25 元/kg 氢气，彼时将具备与天然气制氢进行竞争的条件；2030 年，可再生能源电解水制氢成本将低至 15 元/kg 氢气。4) 根据中国氢能联盟对中国氢气供给结构的预测，可再生能源制氢占比不断提升，2020 年、2030 年、2050 年的占比分别为 3%、15%、70%。5) 目前行业仍处于发展初期；至 2030 年，氢能产业有望快速发展，行业成本不断下降，利润率有望提升；至 2050 年，氢能产业发展成熟，行业规模不断扩大，行业竞争激烈利润率下滑，因此假设 2020/2030/2050 年利润率分别为 10%/15%/8%。

综合来看，短期内由于绿氢、蓝氢的占比提升，制氢成本在 2020-2030 年有一定程度上的增长，但随着可再生能源制氢的发展，到 2050 年我国平均制氢成本有望达到 12.37 元/kg，氢能供应端市场规模达到 13027 亿元，制氢端市场规模可观，2020-2050 年均复合增长率为 3.9%。

表 5：我国氢能供应端市场规模测算

年份	2020	2030	2050
各类制氢成本			
煤制氢(元/kg)	9.46	13.97	12.78
天然气制氢(元/kg)	15.90	18.28	17.65

工业副产氢(元/kg)	12.10	12.10	12.10
可再生能源制氢(元/kg)	27.00	15.40	12.00
生物制氢等其他技术 (元/kg)	/	/	/
供给结构预			
化石能源制氢	78%	60%	20%
工业副产氢	21%	23%	/
可再生能源制氢	1%	15%	70%
生物制氢等其他技术	/	2%	10%
平均氢气成本预测 (加权成本, 元/kg)	11.17	14.22	12.37
利润率	10%	15%	8%
平均氢气售价(元/kg)	12.41	16.73	13.44
氢气需求量 (万吨)	3342	3715	9690
氢气供应端市场规模 (亿元)	4147	6216	13027

资料来源：中国氢能联盟，中商产业研究院，光大证券研究所测算 注：各类制氢成本为《中国氢能产业发展报告 2020》制氢成本取中值计算；测算供应端市场规模未考虑生物制氢等其他技术

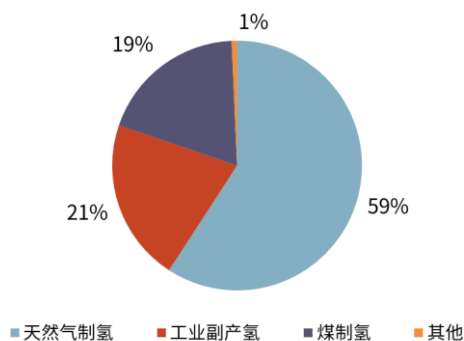
2、短中期化石能源制氢和工业副产氢将成为我国氢气供给的主要来源

2.1、制氢路径差异大，化石能源制氢仍占主导地位

全球范围内化石能源制氢仍占主导地位，天然气制氢占比较高。氢的制取有多种方式，其中主要包括化石能源制氢、工业副产氢和电解水制氢。2020年，全球9000万吨的氢需求量几乎完全由化石能源制氢满足，其中天然气制氢占氢生产量的59%。根据IEA数据，化石能源制氢的主导地位使氢生产在2020年造成近9亿吨二氧化碳直接排放，占全球能源和工业二氧化碳排放量的2.5%。

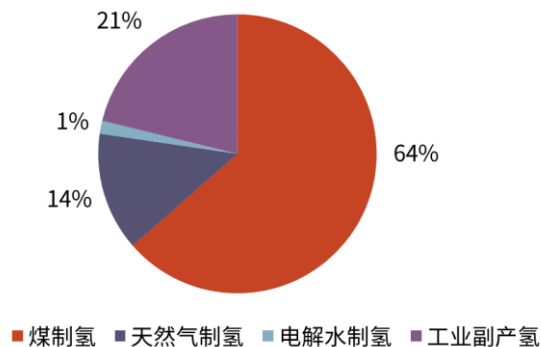
我国为世界第一制氢大国，煤制氢是首要制氢方式。根据中国氢能联盟与石油和化学规划院的统计，2019年我国氢气产能约4100万吨/年，产量约3342万吨，为世界第一制氢大国。其中，煤制氢是最主要的制氢方式，产量达到2124万吨，占比约64%。其次为工业副产氢和天然气制氢，产量分别为708万吨和460万吨。电解水制氢产量约50万吨，占比1%。

图 3：2020 年全球制氢量占比



资料来源：国际能源署，光大证券研究所

图 4：2019 年中国制氢量占比



资料来源：《中国氢能及燃料电池产业白皮书 2020》(中国氢能联盟)，光大证券研究所

制氢路径差异大，短中期化石能源制氢和工业副产氢将成为我国氢气供给的主要来源。不同制氢路径主要在能效、碳排放、经济性方面存在较大差异。这几

种制氢方式中，天然气制氢由于我国天然气资源紧缺、对外依存度较高以及定价等问题发展受限；煤制氢技术发展成熟，但污染物和碳排放强度高；电解水制氢基本可以实现零碳排放，但目前产量小。成本方面，目前煤制氢和工业副产氢的成本较低，根据 2020 年中国氢能产业发展报告，在煤价为 200-1000 元/吨时，煤制氢成本约为 6.77-12.14 元/kg；天然气价格为 1-5 元/Nm³时，天然气制氢成本为 7.5-24.3 元/kg；电解水制氢成本较高，电价为 0.6 元/kwh 时，电解水制氢成本达到 40 元/kg。因此在电解水制氢发展初期，化石能源制氢和化工工业副产氢将成为我国氢气供给的主要来源。

表 6：不同制氢路线成本对比

	类别	成本
煤制氢	未结合 CCUS	6.77-12.14 元/kg
	结合 CCUS	10.16-18.21 元/kg
天然气制氢	未结合 CCUS	7.5-24.3 元/kg
	结合 CCUS	9.98-32.32 元/kg
工业副产氢	烷烃脱氢	14-20.16 元/kg
	氯碱化工	13.14-20.16 元/kg
	合成氨醇	14.56-22.4 元/kg
	焦炉煤气	9.3-14.9 元/kg
电解水制氢	碱性电解	9.2-40 元/kg
	PEM 电解	20.5-48.5 元/kg

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国汽车百人会），光大证券研究所整理 注：结合 CCUS 技术的煤制氢和天然气制氢成本为光大证券研究所测算

2.2、化石能源制氢：利用 CCUS 技术生产“蓝氢”是未来发展趋势

化石能源制氢指的是煤炭、天然气、石油等制取氢气，其中煤制氢和天然气制氢的应用最广泛。

煤制氢是目前我国工业大规模制氢的首选。煤炭与气化剂混合后在高温高压条件下进行反应生成混合气体，通过后续工艺提纯除杂后，可获得高纯氢气。煤制氢历史悠久，由于其技术路线成熟稳定、制备成本较低，是我国各类制氢工艺路线中最具经济性和应用最广泛的路径，2019 年我国煤制氢产量达到 2124 万吨，占我国氢气总产量的 64%，是目前工业大规模制氢的首选方式。天然气制氢主要通过 SMR(Steam Methane Reformer)甲烷蒸汽重整，在高温及催化剂存在的条件下，使甲烷与水蒸气发生反应生成合成气，广泛应用于生产炼厂氢气、纯氢、合成气和合成氨原料。2019 年我国利用天然气制氢产量为 460 万吨，占我国氢气总产量 14%。

现阶段煤制氢成本低于天然气制氢，但天然气制氢成本下降空间更大，未来 CCUS 成本叠加或将缩小天然气制氢成本与煤制氢成本差距。根据 2021 年张轩等学者在《氢能供应链成本分析及建议》一文中的测算，在原料天然气到厂价为 2.5 元/Nm³，煤炭为 600 元/吨时，天然气制氢成本为 12.8 元/kg，煤制氢成本为 10.96 元/kg，煤制氢相对于天然气制氢成本优势突出。目前国内煤气化制氢企业已形成较大生产规模，未来降本空间小。中长期看，国内外天然气供需修复确定性强，未来天然气供需格局将趋于宽松，天然气价格也将呈现逐渐下降并最终维持在相对低位的合理均衡水平，因此我们认为我国天然气制氢成本下降弹性大，未来实际降本情况应关注天然气价格。无论天然气制氢还是煤制氢，生产过程中都伴随二氧化碳产生。根据 IEA 数据，煤制氢的单位碳排放量约为 19kgCO₂/kgH₂，天然气制氢的单位碳排放量约为 10kgCO₂/kgH₂。在目前的技术水平下（2020 年），我们对结合 CCUS 技术的煤制氢和天然气制氢成本进行

测算，天然气制氢叠加 CCUS 技术成本后，成本达到 17.02 元/kg，而利用 CCUS 技术后煤制氢成本达到 16.44 元/kg，煤制氢相较于天然气制氢的成本优势缩小。

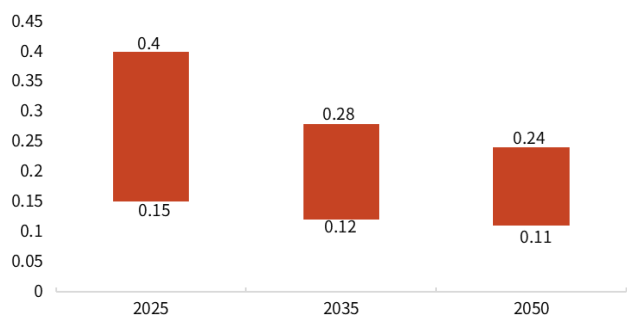
表 7：天然气制氢与煤制氢成本测算（2020 年）

项目	成本	
	天然气制氢	煤制氢
原料(煤炭/天然气)/元·Nm ³	0.838	0.45
氧气/元·Nm ³	/	0.21
辅助材料/元·Nm ³	0.014	0.043
燃料动力能耗/元·Nm ³	0.184	0.069
直接工资/元·Nm ³	0.012	0.012
制造费用/元·Nm ³	0.065	0.135
财务及管理费/元·Nm ³	0.029	0.06
体积成本（标准状态）/元·Nm ³	1.142	0.979
折算质量成本/元·kg ⁻¹	12.79	10.96
叠加 CCUS 技术/元·kg ⁻¹	17.02	16.44

资料来源：《氢能供应链成本分析及建议》（张轩等），光大证券研究所测算 注：按原料天然气到厂价 2.5 元/Nm³，煤炭 600 元/吨测算

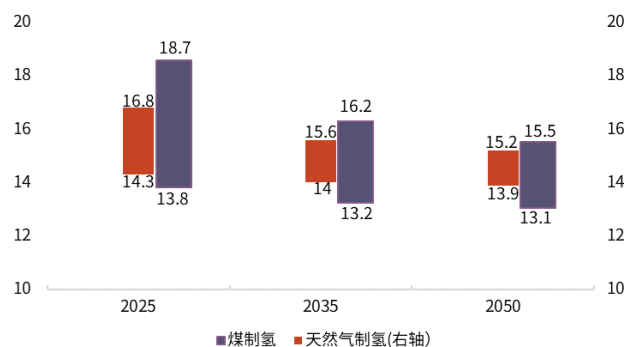
CCUS 技术有望持续降本，未来叠加 CCUS 技术的天然气制氢和煤制氢路线成本或将持续下降。在“双碳”目标下，通过 CCUS 技术所生产的“蓝氢”是未来的方向。但由于 CCUS 技术尚不成熟，国内除了几个示范项目外，尚未大规模推广。根据《中国氢能产业发展报告 2020》中的 CCUS 技术的发展趋势和目标，2025 年 CO₂ 捕集成本为 0.15-0.4 元/kg，2050 年 CO₂ 捕集成本下降到 0.11-0.24 元/kg。因此，未来叠加 CCUS 技术的天然气制氢和煤制氢成本或将持续下降。

图 5：CCUS 技术成本（元/kgCO₂）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），光大证券研究所整理

图 6：叠加 CCUS 技术的天然气制氢和煤制氢成本趋势（元/kg）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），光大证券研究所整理

表 8：截至 2021 年我国煤制氢项目不完全统计

生产企业	单位产能 (Nm ³ /h)	产能 (万吨/年)	制取类型
国家能源集团有限责任公司	/	400	煤制氢
恒力石化	500000	39	煤制氢
浙江石油化工	494200	38	煤制氢
中海油惠州炼化二期	278000	21	煤制氢
盈德气体（湖北荆门）	220000	17	煤制氢
中石化茂名石化	200000	15	煤制氢

盈德气体（河北石家庄）	126000	10	煤制氢
中石化南化	126000	10	煤制氢
中石化九江石化	100000	8	煤制氢
盈德气体（新疆克拉玛依）	60000	5	煤制氢
金诚化工科技	60000	5	煤制氢
安庆曙光化工	49000	4	煤制氢

资料来源：百川盈孚，光大证券研究所整理 注：年产能按生产时间 24h*360 天计算

2.3、工业副产氢：低成本、分布式氢源

工业副产氢类型多样，助力资源利用效率提高。工业副产氢是指在生产化工产品的同时得到的氢气，主要有焦炉煤气、氯碱化工、轻烃利用、合成氨合成甲醇等工业的副产氢。提纯利用其中的氢气既能提高资源利用效率和经济效益，同时在原有产业基础之上基本不会产生额外的污染以及碳排放。1) 炼焦副产氢：焦炉煤气中混合的氢气，通过向高温焦炭喷淋水的方式给焦炭降温，高温焦炭与水发生水煤气化学反应释放大量氢气。2) 氯碱副产氢：用电解饱和氯化钠溶液的方法来制取氢氧化钠、氯气和氢气。3) 合成氨：以氢气为直接原料，在驰放气中含有大量未完全参与反应的氢气。4) 丙烷脱氢：通过高温催化作用将丙烷中的氢脱离生成丙烯，过程中会副产大量纯度较高氢气。5) 乙烷裂解：蒸汽裂解是生产乙烯最常用的方法，乙烷在 750-850°C、150-350kPa 条件下发生脱氢反应生成乙烯，并副产氢气。

表 9：工业副产氢生产方式及原理

副产类别	生产方式	生产原理
炼焦副产	湿法熄焦	冷水喷淋对焦炭降温 高温水煤气反应
氯碱副产	电解法制碱及氯气	电解饱和氯化钠溶液 正电荷氧离子向阴极移动，氧气从阴极析出
合成氨副产	联醇法	利用合成氨生产环节剩余氢气合成甲醇 含氢驰放气进入合成氨生产环节
轻烃利用	丙烷脱氢	循环流化床或同定床反应器中脱氢 未反应氢气从尾气释放
	乙烷裂解	蒸汽裂解 在 750-850°C、150-350kPa 条件下发生脱氢反应生成乙烯，并副产氢气

资料来源：《正本清源“副产氢”》（徐双庆等），光大证券研究所整理

工业副产氢产能分布比较分散，整体上靠近能源负荷中心。焦化厂主要分布在华北、华东地区。较大规模的氯碱厂主要分布在新疆、山东、内蒙古、上海、河北等省市，合成氨醇企业主要分布在山东、山西、河南等省份。丙烷脱氢项目主要分布在华东及沿海地区。从目前来看，国内工业副产氢是燃料电池行业氢源的较优选择。国内氯碱、PDH 和乙烷裂解行业集中在华东、华北等经济发达、人口稠密的能源负荷中心，在对这些装置进行低强度的改造之后可同时解决周边区域的供氢和副产氢高效利用的问题。

我国氯碱、炼焦等行业有大量工业副产氢资源，产业基础较好。中国是全球最大的焦炭生产国，2020 年焦炭产量达 4.7 亿吨，每 1 吨焦炭可产生约 400m³ 的焦炉煤气，其中氢气含量约 44%，理论可副产氢气约 740 万吨；中国 2020 年实现烧碱产量 3643 万吨，理论可副产氢气约 91 万吨；根据《中国氢能产业发展报告 2020》，2020 年我国轻烃裂解的副产氢供应潜力为 30 万吨/年；2018 年合成氨醇副产氢供应潜力达到 118 万吨。我国焦炭和烧碱等相关化工产业制备工艺比较成熟，未来焦炉煤气副产氢和氯碱工业副产氢在产量规模上将基本维持平稳。

表 10：不同路线副产氢对比（2020 年）

	理论可回收氢气（万吨）	氢气出厂价格（元/kg）
轻烃利用	30	14-20.2
氯碱化工	91	13.4-20.2
合成氨醇	118	14.6-22.4
焦炉煤气	740	9.3-14.9
合计	979	

资料来源：百川盈孚，卓创资讯，光大证券研究所整理 注：合成氨醇理论可回收氢气为 2018 年数据

丙烷脱氢和乙烷裂解副产制氢纯度高，释放氢气供给的潜力大。丙烷脱氢后粗氢的纯度已经高达 99.8%，变压吸附提纯后可达 99.999%。乙烷裂解产生的氢气纯度也同样在 95%以上，提纯后可满足燃料电池用氢标准的要求。截至 2020 年底，我国已投产的 PDH 装置有 12 套，合计产能 671 万吨，投产产能副产氢气约 25 万吨/年。2021 年我国新增 PDH 产能 246 万吨/年，可以副产氢气 9 万吨/年。根据乙烷裂解规划项目，未来乙烷裂解有望释放约 235 万吨/年副产氢。丙烷脱氢和乙烷裂解副产氢可作为我国氢能发展初期的重要氢源。

表 11：截至 2021 年我国已有 PDH 装置不完全统计

生产企业	PDH 产能（万吨/年）	副产氢气产能（万吨/年）	投产进度
天津渤化石化	60	2.28	2013 年投产
宁波海越（一期）	60	2.28	2014 年投产
卫星石化（一期）	45	1.71	2014 年投产
绍兴三圆	45	1.71	2014 年投产
万华化学	75	2.85	2015 年投产
东华能源（张家港一期）	60	2.28	2015 年投产
东华能源（宁波一期）	66	2.508	2016 年投产
河北海伟交通设施集团	50	1.9	2016 年投产
巨正源（一期）	60	2.28	2019 年投产
卫星石化（二期）	45	1.71	2019 年投产
浙江石化	60	2.28	2020 年投产
浙江华泓	45	1.71	2020 年投产
金能科技	90	3.42	2021 年投产
福建美得石化	66	2.508	2021 年投产
东华能源（宁波二期）	60	2.28	2021 年投产
宁夏润丰	30	1.14	2021 年投产
合计	917	34.8	

资料来源：百川盈孚，卓创资讯，光大证券研究所整理 注：按照生产 1 吨丙烯，副产 38 千克氢气测算

表 12：我国乙烷裂解项目统计

生产企业	乙烯产能（万吨/年）	副产氢气产能（万吨/年）	投产时间
新浦化学	60	6.42	2019 年
卫星石化连云港轻烃综合利用项目	250	26.75	2021 年
宁波华泰盛富宁波大榭轻烃利用项目	60	6.42	2021 年
中国石油塔里木项目	60	6.42	2021 年
中石油兰州石化项目	80	8.56	2021 年

福建缘泰江阴项目	200	21.4	2023 年
聚能重工集团锦州项目	200	21.4	未定
大连汇昆新材料西中岛项目	200	21.4	未定
天津渤化项目	100	10.7	未定
南山集团龙口项目	200	21.4	未定
阳煤恒源化工青岛项目	200	21.4	未定
万达集团山东明宇化学项目	120	12.84	未定
福建永荣湄洲湾项目	150	16.05	未定
广西投资集团钦州项目	100	10.7	未定
山东寿光鲁清轻烃综合利用项目	120	12.84	未定
唐山东华能源项目	100	10.7	未定
合计	2200	235.4	

资料来源：隆众资讯，光大证券研究所整理 注：按照生产 1 吨乙烯，副产 107.25 千克氢气测算

表 13：截至 2021 年我国工业副产氢项目不完全统计

生产企业	产能 (万吨/年)	制取类型
东华能源	10.79	工业副产制氢
美锦能源	5.9	工业副产制氢
三锦石化	5	工业副产制氢
卫星石化	4.71	工业副产制氢
金能科技	4.1	工业副产制氢
万华化学	2.88	工业副产制氢
巨正源	2.8	工业副产制氢
鸿达兴业	2.5	工业副产制氢
宁波海越新材料	2.28	工业副产制氢
河北海伟交通设施集团	2	工业副产制氢
滨化股份	1.7	工业副产制氢

资料来源：百川盈孚，光大证券研究所整理

2.4、 电解水制氢：发展潜力巨大，是未来发展方向

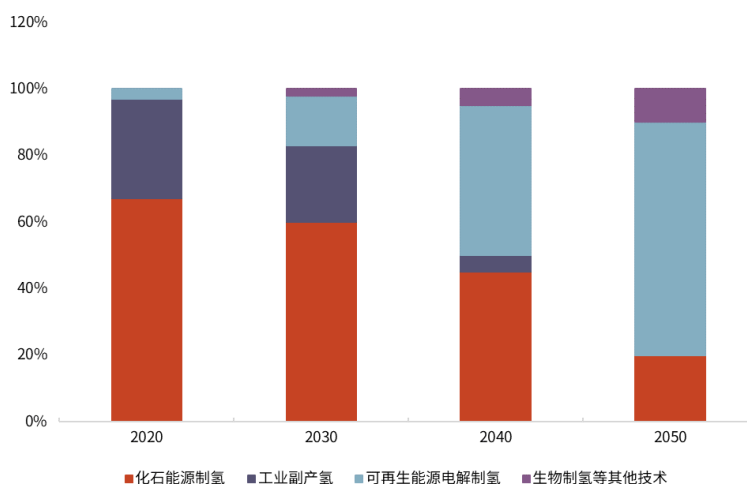
制氢方式绿色环保，可再生能源制氢量有望提升至 1 亿吨/年。电解水制氢是一种绿色环保、操作灵活的制氢手段，产品纯度高，且可与风电、光伏等可再生能源耦合制氢，实现氢气的大规模生产。根据中国氢能联盟预测，2030 年，我国风电、太阳能发电总装机容量将达到 1200GW-2000GW，按照可再生能源电解水制氢 5% 的比例配置，可再生氢产量可达 500 万吨/年，可满足 2030 年氢气总需求量的 13%。2035 年，我国可再生氢产量有望达到 1500 万吨/年。预计到 2060 年我国可再生氢产量有望提升至 1 亿吨/年，占 2060 年氢气年度总需求的 77%。脱碳需求是氢能产业发展的最大动力，随着深度脱碳的需求增加和低碳清洁氢的经济性提升，氢能供给结构将从以化石能源为主的非低碳氢逐步过渡到以可再生能源为主的低碳清洁氢。

表 14：可再生能源制氢量预测

年份	制氢效率	可再生能源制氢 (万吨)	占氢气需求
2030	5 千瓦时/标方	500	13%
2035	/	1500	37.5%
2060	3.6 千瓦时/标方	10000	77%

资料来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》（中国氢能联盟）、《“双碳”目标下我国低碳清洁氢能进展与展望》（刘玮等），光大证券研究所整理

图 7：2020-2050 中国氢气供给结构预测



资料来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019》（中国氢能联盟），光大证券研究所整理

碱性电解实现大规模工业应用，未来 PEM 电解应用优势明显。目前共有三种电解水技术，根据电解质的不同分为碱性电解水制氢、质子交换膜（PEM）电解水制氢、固体氧化物电解水制氢。碱性电解水制氢技术具有投资费用少、操作简便、运行寿命长等优点，目前已经实现大规模工业应用，但能量转化效率较低，且产气需要脱碱。质子交换膜电解池保证了产物的纯度，同时具有电流密度大、电解效率高、无污染、结构密集、体积小等优点，而且可以快速变载，响应时间短，与光伏、风电（发电的随机性和波动性大）匹配性较好。虽然目前受制于膜电极的高成本，但是技术发展前景较好，是目前研发的主要方向。PEM 电解能较好适配波动性较强的可再生能源离网制氢。固体氧化物电解技术尚未广泛商业化应用。

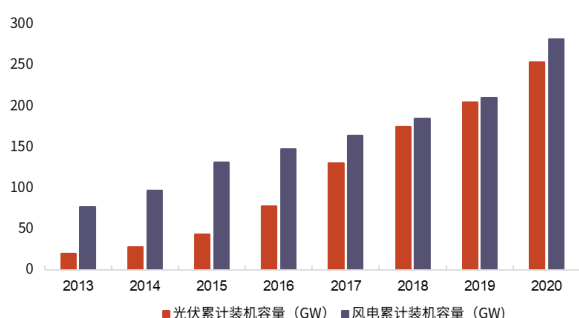
表 15：电解水制氢主要技术路线性能特点对比

	碱性电解	质子交换膜电解	固体氧化物电解
技术成熟度	大规模应用	小规模应用	尚未商业化应用
单台装置制氢规模	0.5-1000Nm ³ /h	0.01-500Nm ³ /h	/
电解槽能耗	4.5-5.5kwh/Nm ³	3.8-5.0kwh/Nm ³	2.6-3.6kwh/Nm ³
系统转化效率	60%-75%	70%-90%	85%-100%
占地面积	较大	较小	/
电解槽价格	2000-3000 元/kw	7000-12000 元/kw	/
制氢成本	39.06 元/kg (0.616 元/kw·h) 21.22 元/kg(0.3 元/kw·h)	50.43 元/kg(0.616 元/kw·h) 31.22 元/kg(0.3 元/kw·h)	/
与可再生能源的结合	适用于稳定电源的装机规模较大的电力系统	适配波动性较大的可再生发电系统	适用于产生高温、高压蒸汽的光热发电系统

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），光大证券研究所整理

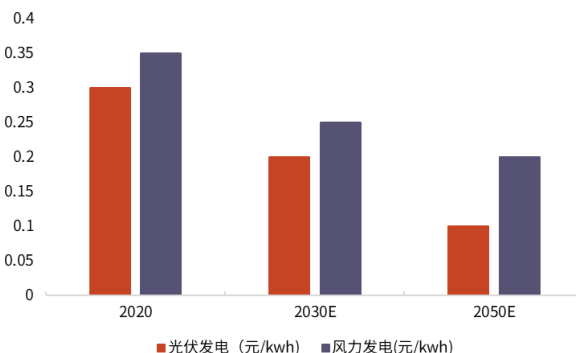
风能、光伏发电成本不断下降，未来电解水制氢经济性凸显。截至 2020 年，我国光伏、风电累计装机量分别为 253GW、282GW，同比增长 24%、34%。随着大规模的风电、光伏等可再生能源装机发电，可再生能源制氢发展将迎来突破。根据中国氢能联盟预测，2025 年，可再生能源电解水制氢成本有望降低至 25 元/kg 氢气，彼时将具备与天然气制氢进行竞争的条件；2030 年，可再生能源电解水制氢成本将低至 15 元/kg 氢气，具备与配套 CCUS 的煤制氢竞争的条件。可再生能源发电成本的下降是降低电解水制氢成本的重要途径，随着我国光伏及风电装机量的增长，未来电解水制氢竞争力凸显。

图 8：2013-2020 年我国光伏、风电累计装机容量



资料来源：国家能源局，iFinD，光大证券研究所整理

图 9：我国光伏、风力发电成本趋势



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会)，光大证券研究所整理

2.5、企业布局加快，彰显氢能市场发展前景

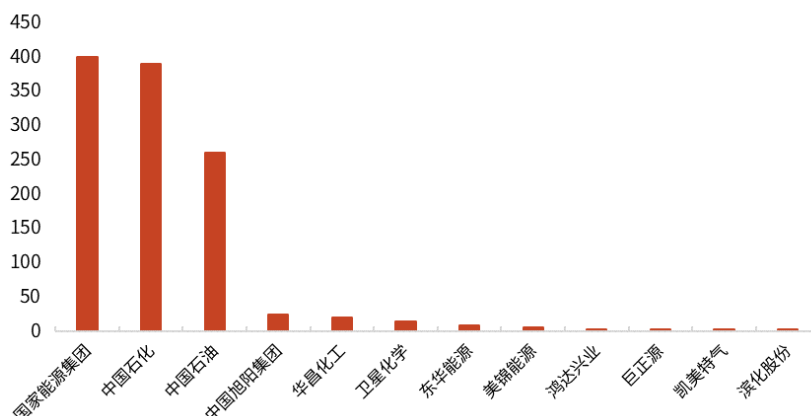
在“双碳”目标的驱动下，国内部分企业陆续布局氢能产业，充分体现了氢能领域的发展前景。目前国内企业已经在布局包括制氢、储氢、加氢、用氢等环节在内的全产业链，并取得了一批技术研发和示范应用的成果。其中，中国石化和国家能源集团是国内氢气产能最大的两家企业，2021 年国家能源集团生产氢气 400 万吨；围绕“双碳”目标，中国石化率先发展绿氢产业，积极推动石化产业绿色低碳发展，年生产氢气约 390 万吨。

表 16：我国部分企业制氢未来业务规划

公司	制氢业务规划	制氢类型
中国石化	预计 2023 年 6 月建成投产新疆库车绿氢示范项目，投产后年产绿氢可达 2 万吨。	煤制氢、电解水制氢
中国石油	部署建设 20 个氢提纯项目，覆盖环渤海、陕甘宁、华南、西南、新疆、黑龙江、吉林等 7 个区域，重点满足城市交通用氢需求。	工业副产氢
卫星化学	到 2023 年公司氢气产量将达到近 30 万吨/年，有望成为华东地区最大的氢气生产商。	工业副产氢
宝丰能源	20 万千瓦光伏发电装置和产能为 2 万标方/小时的电解水制氢装置，项目全部达产后可年产 2.4 亿标方绿氢。	电解水制氢
东华能源	茂名基地和宁波基地正在同步规划建设 3 套 60 万吨 PDH，预计 2022 年年底到 2023 年初建成。	工业副产氢
九丰能源	与巨正源以成立合资公司形式，巨正源 PDH 装置一期（已投产）年产 2.5 万吨氢气，二期项目规划年产 2.5 万吨氢气。	工业副产氢
中国旭阳集团	预计 2022 年投产定州氢能二期，邢台氢能一期。	工业副产氢
金马能源	通过副产煤气提纯氢气，现已具备年产氢气规模 3.5 亿立方米。下一步将加快形成年产氢气规模 10 亿立方米。	工业副产氢
鸿达兴业	公司计划建设年产 5 万吨氢能项目，包括 3 万吨液氢和 2 万吨高压气氢。	工业副产氢
金宏气体	张家港金宏气体有限公司超大规模集成电路用高纯气体项目，即将进入试生产阶段，氢气产能可达 2400 万标方/年。	天然气制氢
嘉华能源	签署了《氢能综合利用三方战略合作框架协议》，关联公司拟在浙江就嘉化能源及三江化工的尾氢资源，投资氢能和液氢项目。	工业副产氢
美锦能源	华盛化工配套建设的焦炉煤气制氢项目二期工程全部竣工投产后，可实现制氢 10000Nm ³ /h。	工业副产氢
金能科技	青岛一期 90 万吨 PDH 有望年产氢气约 3.6 万吨，未来二期建成投运将使氢气产量翻倍。	工业副产氢

资料来源：公司公告，光大证券研究所整理

图 10: 2021 年我国企业制氢产量 (万吨)



资料来源: 百川盈孚, 前瞻产业研究院, 公司公告, 光大证券研究所整理

3、氢能高压气态储运占主导，发展非气态储运是大规模运输的前提

3.1、 高压气态运输应用最广泛，液氢和管道运输适用长距离运输

氢气储运指的是氢气制成后运往加氢站的过程。现阶段，中国普遍采用 20MPa 气态高压储氢与集束管车运输的方式。气态储氢由于氢气密度小，而储氢压力容器自重大，国内常见的单车运氢量约为 260-460kg，只占总运输质量的 1%-2%。在加氢站日需求量 500kg 以下的情况下，气氢拖车运输节省了液化成本与管道建设的前期投资成本，在一定储运距离以内经济性较高。当用氢规模扩大、运输距离增长后，采用液氢槽车、输氢管道等运输方案才能满足高效经济的要求。

液氢运输是指在标准大气压下，将氢气冷却至 -253°C 形成液体，储存至低温绝热的液氢罐中，并装载于液氢槽车中进行运输。每次可运输氢气约 4000kg，是气氢拖车运量的 10 倍左右，大大提高了运输效率，适合大批量、远距离运输。液氢在国内仅在航天领域有少量实际应用，民用缺乏相关标准。

管道输氢是实现氢气大规模、长距离、低成本运输的重要方式。2019 年全球已建成的氢气管道近 5000 公里，而中国不足 100 公里。目前的研究热点是利用现有的天然气管网混氢运输。

表 17: 不同氢气储运方案的特点

	20MPa 高压气氢拖车	液氢槽车	管道输氢
全年运输氢气可用量	78.8-100.8 吨/辆	1047.6 吨/辆	9.2 万吨
适用场景	规模较小、运输距离较短	规模较大、长距离运输	规模较大、长距离运输
特点	单车装载量约 350kg, 装卸时间各需 4-8h, 技术及产品成熟, 前期投资小	单车装载量约 3000kg, 装卸时间 1-2h, 液化成本高	可解决氢气资源与应用市场空间分布不均问题, 前期投资大, 存在“氢脆”等技术难点

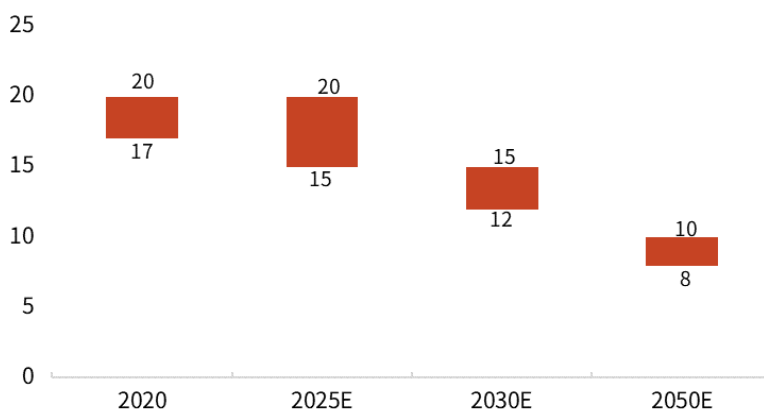
资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会), 光大证券研究所整理

3.2、液氢运输未来降本空间大

良好的氢气运输方式是氢能产业发展的必要条件。当前我国氢气运输以高压气氢公路运输为主，费用过高，既有上下游不能有效衔接的原因，也有下游需求量不足的原因。未来随着氢气用量的增长以及终端设施的建设，我国需要逐步优化氢气运输方式，逐步构建便捷和低成本的氢气运输网络，大幅降低中间环节成本。

未来应面向大规模的液氢生产需求，解决氢液化系统效率低、投资大的主要问题。未来，相关法规标准体系建设完善后，国内液氢的生产与运输将实现民用化，液氢生产与储运成本将快速下降。此外，应发展国内民用液氢市场，提升液氢设备的规模化与国产化生产水平，促进技术成果转化应用。

图 11：液氢储运未来运输成本（元/kg,运输距离 500km）

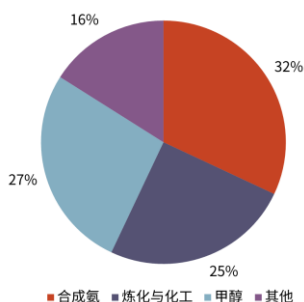


资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会），光大证券研究所整理

4、氢的应用：氢燃料电池汽车是氢能发展初期的重点突破方向

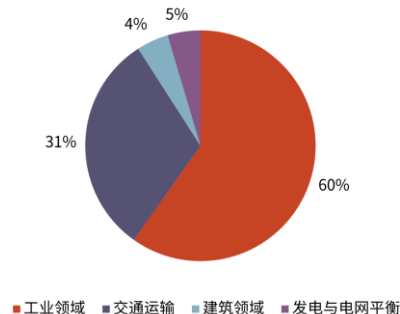
化工领域需求目前占主导地位，未来交通领域需求或将高速增长。2019 年国内氢气需求量约为 2000 万吨，由于我国当前氢燃料电池汽车数量较少，所以用作动力能源的氢气不多，氢气主要用于化工原料，例如合成氨、炼油油品精制、甲醇生产等。其中 2019 年合成氨氢气需求量占比为 32%，甲醇、炼油与化工氢气需求量占比分别为 27%、25%。根据中国氢能联盟预测，在 2030 年碳达峰情景下，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨，在终端能源消费需求中占比约为 5%，在 2060 年碳中和情景下，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费需求中占比约为 20%；其中，工业领域用氢占比仍然最大，约 7794 万吨，占氢气总需求量的 60%；交通运输领域用氢 4051 万吨，发电与电网平衡用氢 600 万吨，建筑领域用氢 585 万吨，分别占比 31%、5%、4%。

图 12：2019 年我国各领域氢气需求量占比



资料来源：前瞻产业研究院，光大证券研究所整理

图 13：2060 年我国各领域氢气需求量占比



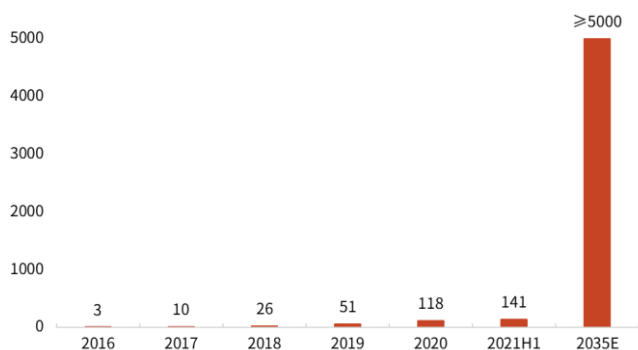
资料来源：《中国氢能及燃料电池产业白皮书 2020》（中国氢能联盟），光大证券研究所整理

4.1、加氢站进入快速发展阶段

加氢站进入快速发展阶段，有望达到千亿市场规模。截至 2021 年 6 月初，我国已建成加氢站共计 141 座，其中 119 座在运营，22 座已建成，另有 73 座正在建设。同时，从中国历年建设加氢站的数量情况来看，2020 年在国家“以奖代补”政策出台较晚的情况下，仍然建成 47 座加氢站，超额完成了中国标准化研究院资源与环境分院发布的《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2016)》中“到 2020 年，加氢站数量达到 100 座”的目标，我国加氢站建设数量远超预期。根据 2020 年中国汽车工程学会发布的《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》相关规划，到 2035 年加氢站的建设目标为至少 5000 座，中国未来加氢基础设施的市场规模在 2030-2050 年间将突破千亿。随着相关政策的逐渐完善、技术标准的逐步规范，装备技术的不断进步，未来我国加氢站发展空间巨大。

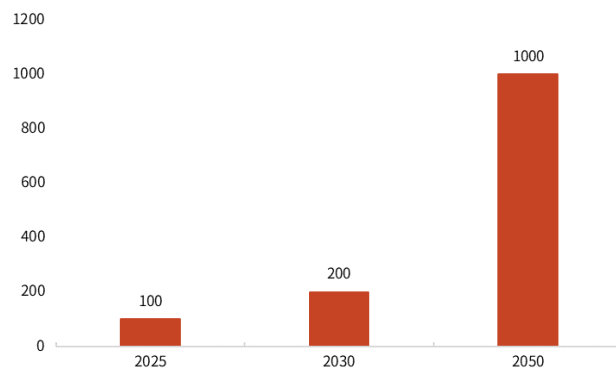
加氢站建设较为集中，广东省位列第一。我国加氢站主要集中在东部沿海等氢燃料电池汽车产业发展较为领先的省市，截至 2021 年广东省已运营、已建成、在建及拟建的加氢站共 61 座，排名全国第一，占比 18%；上海 44 座，排名第二，占比 13%；河北 36 座，占比 11%。全国前 8 个省市的加氢站布局数据占总体的 76%，目前国内氢能区域发展较为集中。

图 14：2016-2035 中国加氢站数量（座）



资料来源：《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》预测，前瞻产业研究院，光大证券研究所整理

图 15：中国加氢站市场规模预测（亿元）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》（中国电动汽车百人会）预测，光大证券研究所整理

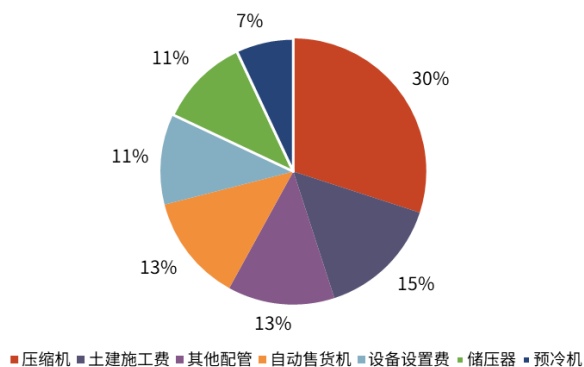
规模化和设备国产化推动加氢站降本

根据氢气来源，加氢站可分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站。加氢站是氢燃料电池产业化、商业化的重要基础设施。加氢站的技术路线主要包含站内制氢技术和外供氢技术。外供氢加氢站通过长管拖车、液氢槽车或者管道运输氢气至加氢站后，在站内进行压缩、存储、加注等操作。站内制氢加氢站是在加氢站内配备了制氢系统，制得的氢气经纯化、压缩后进行加注。站内制氢可以省去较高的氢气运输费用，但是增加了加氢站系统复杂程度和运营水平，目前我国仍以外供加氢站为主。

核心设备压缩机依赖进口，加氢机国产化进程有望推进。外供加氢站的主要设备包括储氢装置、压缩设备、加注设备、站控系统，其中压缩机成本占总成本比例较高，约占 30%。由于国内缺乏成熟量产的加氢站设备厂商，进口设备推高了加氢站建设成本。压缩机是将氢源加压注入储氢系统的核心装置。目前国内加氢站应用最广泛的是 PDC 公司生产的隔膜压缩机。国内生产的压缩机多为用于石油、化工领域的工业氢气压缩机，输出压力难以满足加氢站技术要求。加氢机是实现氢气加注服务的设备，对加氢机的承压能力和安全性要求较高。目前设备制造的发展方向主要是加速氢气压缩机的国产化进程，从而降低加氢站的建设成本，促进氢能产业链的发展。

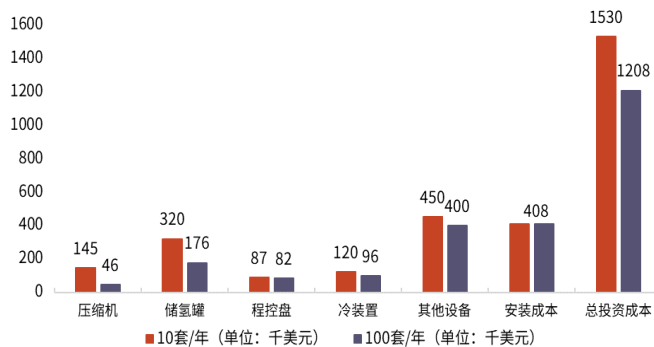
目前一座加注能力 500kg/d 的固定式加氢站投资规模大约需要 700-1200 万元，相当于传统加油站的 3 倍，除建设成本外，设备维护、运营、人工等运营成本也同样较高。根据中国电动汽车百人会预测，在技术进步及规模效应下，压缩机、储氢罐等设备的单位投资成本将大幅下降。当压缩机、储氢罐、加氢系统需求量增加到 100 套/年时，未来加氢站降本空间在 21% 左右。未来随着加氢站规模的扩大，单位加注成本会随之下降。

图 16：2020 年我国外供高压气氢加氢站成本结构



资料来源：国际氢燃料汽车大会，北极星氢能网，光大证券研究所整理

图 17：规模化带动加氢站成本下降



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会)，光大证券研究所整理

企业加快布局加氢站建设

目前，中国氢能源发展仅处于起步阶段，未来 5 年，随着中国氢能源汽车保有量的快速增长以及加氢设施需求的提升，相关企业对于加氢站建设以及运营的参与热度将随之增高，其中中国石化在“十四五”期间规划建设 1000 座加氢站，打造中国第一氢能公司。

表 18：布局加氢站的企业

公司	加氢站业务规划
中国石化	“十四五”期间规划建设 1000 座加氢站
加氢站建设	中国石化 北京冬奥会太子城和福田加氢站已建成投运, 6 座加氢站正在开展建设

卫星化学	到 2022 年依托综合供能服务站建成加氢示范站 20 座。
雪人股份	公司筹划在福州市长乐区建设一座固定式加氢站。
雄韬股份	公司在大同、武汉、阳泉参与建设及投入运营加氢站。
鸿达兴业	公司规划在内蒙古建设 8 座加氢站。
美锦能源	截至 2021 年公司旗下已投运 8 座加氢站，并计划在“十四五”期间建设 100 座加氢站。

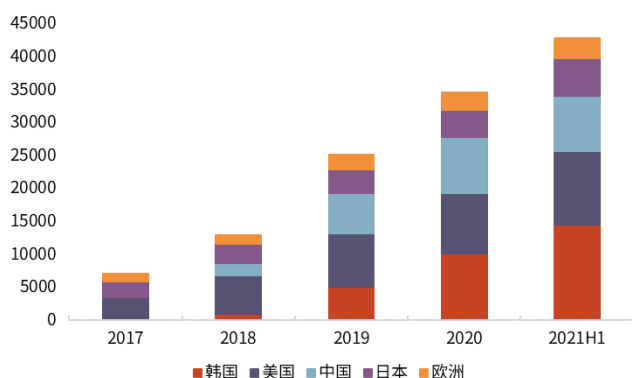
资料来源:各公司官网,光大证券研究所整理

4.2、氢燃料电池汽车：短中期氢能需求的主要增量

氢燃料电池可缓解传统汽车燃油发动机高碳排放问题,同时解决锂电池续航时间短的缺点。为降低碳排放带来的环保压力,目前我国主要通过锂电池、燃料电池等新能源产品代替传统汽车燃油发动机。相比锂电池,氢燃料电池具备显著优势。从补给时长来看,锂电池充满电需 30min-8h,氢燃料电池补给时间只需要 3-20min;续航里程方面,氢燃料电池续航里程可达 600km 以上,锂电池仅为 450km,且受环境温度影响较大;能量密度方面,锂电池普遍在 90-140Wh/kg,氢燃料电池则达 600Wh/kg,理论上限为 1-2 万 Wh/kg,在性能上相比锂电池具备多重优势。

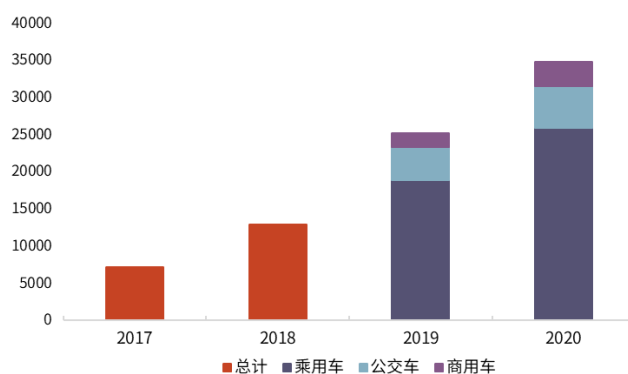
全球氢燃料电池汽车发展迅速,我国在细分市场占据主导地位。截至 2021 年 6 月,全球氢燃料电池汽车保有量约为 4.28 万辆。从 2017 年到 2020 年,氢燃料电池保有量平均每年增长 70%,全球氢燃料电池汽车部署主要集中在乘用车上,截至 2020 年底,使用氢燃料电池的乘用车占氢燃料电池汽车存量的 75%,公交车约占 16%,商用车占 9%。根据国际能源署统计数据,在国内燃料电池客车和商用车领域的政策推动下,目前我国在全球燃料电池公交车和商用车领域中占据主导地位。2020 年我国拥有全球 93%的燃料电池公交车保有量和全球 99%的燃料电池商用车保有量。2020 年中国新出台的燃料电池汽车补贴政策旨在提升中国氢燃料电池汽车产业的制造能力,重点是推动在中重型商用车中使用燃料电池,中国在全球氢燃料电池商用车领域的主导地位将会持续。

图 18: 2017-2021H1 全球燃料电池电动汽车保有量 (辆)



资料来源:国际能源署,光大证券研究所整理

图 19: 2017-2020 年全球燃料电池电动汽车各类型存量 (辆)



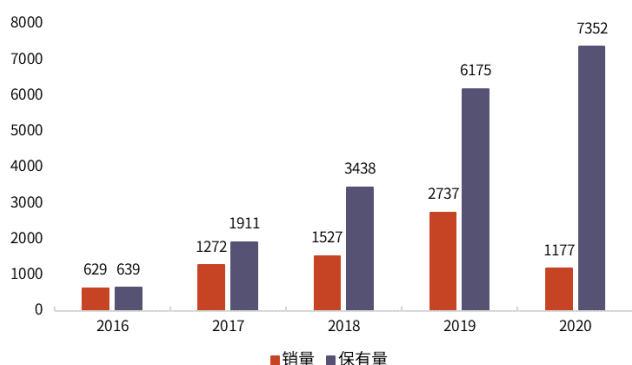
资料来源:国际能源署,光大证券研究所整理

我国氢燃料汽车进入商业化初期,未来发展空间广阔。2016-2020 年,中国氢燃料电池汽车保有量逐年上升,截至 2020 年底,我国氢燃料电池汽车年销量 1177 辆,保有量 7352 辆,2016-2020 年复合增长率为 58%。标志着我国氢燃料电池汽车正在逐渐被市场认可接纳,氢燃料汽车进入商业化初期。根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2019》中的预测,中国氢燃料电池汽车保有量在

2025年、2030年将分别增长至10、100万辆，市场规模达到800、7500亿元，至2050年将达到3000万辆以上，市场规模增至万亿级。

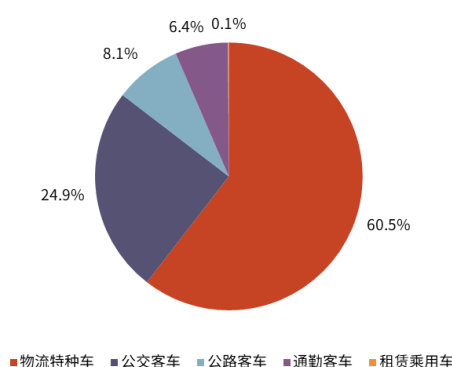
未来氢燃料电池重卡和乘用车规模有望快速扩大，发挥氢燃料电池在长距离、重载领域的优势。根据中国的实际情况，氢能在国内交通领域的应用具有氢燃料电池商用车先发展，氢燃料电池乘用车后发展的特点。根据中国电动汽车百人会的统计数据，截至2019年底，氢能燃料电池物流车运行达到60.5%，氢能燃料电池乘用车只用于租赁，占比仅为0.1%。未来随着氢燃料电池系统技术成熟以及成本下降，在重卡和乘用车中的应用规模将快速扩大，发挥氢燃料电池在长距离、重载领域的优势，根据中国氢能联盟预测，至2050年氢燃料电池重卡和乘用车的市场渗透率将达到75%、12%。

图 20：2016-2020 年我国氢燃料电池汽车销量和保有量（辆）



资料来源:GGII,前瞻产业研究院,光大证券研究所整理

图 21：2019 年国内氢能燃料电池汽车量分布格局



资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》(中国电动汽车百人会),光大证券研究所整理

燃料电池系统及储氢系统关键技术和核心材料的突破，可降低综合成本，对产品技术路径的发展起到决定性的作用。规模化生产、技术成熟度提升是燃料电池系统及储氢系统价格下降的两大驱动因素。催化剂及质子交换膜的国产化、碳纸国产化、电堆功率密度提升、空压机及循环泵国产化、部件标准化模具、IV型储氢瓶应用等是成本下降的主要技术迭代因素。其中，电堆核心材料的技术自主化与国产化生产的实现，将使得燃料电池的成本明显下降。

表 19：中国燃料电池系统及储氢系统价格的下降潜力

年份	现状	2025	2035	2050
车用燃料电池系统价 (元/kw)	10000	3500	1000	500
车用储氢系统价格 (元/kg)	5000	3500	2000	1200

资料来源:《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 2020》(中国氢能联盟),光大证券研究所整理

5、投资建议

氢能产业链所涉及的环节和应用场景众多，发展空间广阔，未来有望成为万亿级市场。在“碳达峰、碳中和”目标的推动下，我国氢能产业发展正步入快车道，多个省市发布氢能产业规划，加快布局氢能源产业。短时间内，煤制氢和工业副产氢仍将是主流制氢方式，目前，国内加氢站也进入快速建设阶段，随着中国氢能源汽车保有量的快速增长以及加氢设施需求的提升，加氢站有望在2050年达到千亿级市场规模，发展空间巨大。建议关注布局煤制氢企业：中国石化；建议关注布局工业副产氢企业：中国石油、卫星化学、宝丰能源、东华能源、九

丰能源、中国旭阳集团；建议关注布局电解水制氢企业：宝丰能源；建议关注布局加氢站企业：中国石化、中国石油、卫星化学、镇海股份、泰山石油。

5.1、中国石化：打造中国第一氢能公司

中国石化大力发展氢能，积极推进制氢、提纯、储运和加氢示范站等基础设施建设。据公司 2019 年可持续发展进展报告，2018 年，公司加入国际氢能理事会，与相关氢能企业开展深入交流与合作。2019 年 11 月，公司与法国液化空气集团共同签署合作备忘录，由公司发起成立氢能公司，致力于氢能技术研发及基础设施网络建设，共同推动氢能和燃料电池汽车整体解决方案在中国的推广和应用，联合打造氢能产业链和氢能经济生态圈。公司 2019 年相继在广东、浙江、上海等地建成 4 座油氢合建站，2020 年在广东建成 3 座油氢合建站，据证券日报报道，2021 年 3 月公司在贵州的首座油氢综合能源站投运。未来，公司将在广东、江苏、湖北、四川、重庆等地开展加氢站试点项目。公司的油氢合建站可实现油、氢、电能源的一体化供给，主要服务于使用氢燃料的公交线路及物流运输车队。另外，公司探索布局氢能全产业链，涵盖上游的氢气制储运环节、中游的燃料电池系统以及下游的各应用领域。

布局制氢业务，全面推进绿氢示范项目。截至 2021 年，中国石化实现年生产氢气约 390 万吨，占全国氢气产量的 11%左右。2019 年 1 月，中国石化镇海炼化公司煤焦制氢装置全流程一次打通，并成功产出合格产品，标志着我国首套采用国产化自主攻关高压水煤（焦）浆气化技术的煤焦制氢装置开车成功。2021 年 11 月 30 日，中国石化宣布我国首个万吨级光伏绿氢示范项目——中国石化新疆库车绿氢示范项目正式启动建设，项目投产后可年产绿氢 2 万吨。在绿氢科技方面，首套自主开发的质子交换膜（PEM）电解水制氢示范站已投入运营。

规划建设 1000 座加氢站，打造中国第一氢能公司。中国石化以打造世界领先洁净能源化工公司为愿景目标，全力构建“一基两翼三新”产业格局，全面推进氢能全产业链建设。目前在全国已累计建成加氢站 38 座，服务 2022 北京冬奥会的 4 座加氢站已经正式投入运营。同时，中国石化有 3 万座加油站销售网络，具备发展氢能交通的产业基础和先发优势。

2021 年前三季度，中国石化实现营业收入 20034 亿元，同比增长 29.0%；归母净利润 599 亿元，同比增长 154.9%。2021Q3 末归属于上市公司股东的净资产达到 18873 亿元，相比 2020 年末+8.8%；加权平均 ROE7.92%，同比增加 4.72pct。2021Q3 单季度实现净利润 207.4 亿元，同比减少 55.4%。

风险提示

原油价格大幅下行风险，炼油和化工景气度下行风险。

5.2、中国石油：积极布局氢能业务，为“绿色冬奥”提供清洁能源服务

构建蓝氢、绿氢多元供氢体系。2021 年，中国石油氢气总产能已超过 260 万吨/年，在环渤海、陕甘宁、华南、西南、新疆、黑龙江、吉林等 7 个区域部署建设 19 个氢提纯项目，发挥现有制氢能力和副产氢资源与二氧化碳捕集利用相结合，实现“蓝氢”供应。公司充分发挥在化学化工和新材料领域的基础优势，构建蓝氢、绿氢多元供氢，进行氢—电、电—氢相互转化，建立氢气储存、运输、终端加注供应链。按照“战略布局、稳步推广、规模发展”三步走阶段部署，中国石油坚持系统发展多元化制氢、低成本高效储运氢，打造国内领先的氢能供应商、贸易商、服务商。

增强氢能供应保障，建设加氢站服务“绿色冬奥”。中国石油华北石化公司作为距离雄安新区最近的炼化企业，立足京津冀协同、雄安新区建设、冬奥会举

办等独特区位优势，积极贯彻落实《北京市氢能产业发展实施方案（2021-2025年）》《河北省氢能产业发展“十四五”规划》要求，瞄准新能源，打造氢能示范基地，为北京率先打造氢能创新链和产业链以及构建张家口氢能全产业链发展先导区、以雄安新区为核心的氢能产业研发创新高地提供氢能支撑。截至2021年底，北京冬奥会太子城和福田加氢站已建成投运，公司共6座加氢站正在开展建设。

2021年前三季度，中国石油实现营业收入18803亿元，同比增长31.8%；实现归属于母公司股东净利润751亿元，同比增长646.4%；实现扣非后净利润682亿元。其中Q3单季度，公司实现营业收入6838亿元，同比增长37.5%；实现归母净利润220.9亿元，连续三个季度净利润超200亿元。

风险提示

原油价格大幅下行风险，炼油和化工景气度下行风险。

5.3、卫星化学：位居前列的PDH生产企业，副产高纯度氢气

副产高纯度氢气，PDH项目产能丰富。卫星化学是国内丙烯酸及酯行业的领先企业，也是国内位居前列的PDH生产企业。公司采用丙烷脱氢以及乙烷裂解的工艺会大量副产氢气，而且氢气纯度可达到99.999%，可直接作为氢能源使用。2021年3月公司拟投资102亿元，在独山港区管委会区域内投资新建年产80万吨PDH及配套装置，并充分利用富余氢气资源，该项目正在筹划建设中，预计2023年底建成。建成后公司氢气产量将达到近30万吨/年，届时有望成为华东地区最大的氢气生产商。总体而言，公司未来项目储备丰富，稳步推进，成长潜力可观。

牵手浙能集团，推动加氢站建设。公司与浙江省能源集团有限公司签署战略合作协议，双方约定由浙能集团发挥省属能源企业全产业链优势，牵头探索加氢站安全标准体系建设。到2022年依托综合供能服务站建成加氢示范站20座。开展液氢制备、储运、加注、供应完整产业链示范，建立一体化液氢综合体系，布局覆盖全省的氢能供给网络。

公司发布2021年业绩预告，预计2021年实现归母净利润57-63亿元，同比增长243%-279%；其中Q4单季度实现归母净利润14.4-20.4亿元，环比下降4%-32%，同比增加90%-169%。

风险提示

新增产能投放进度不及预期，产品价差下跌风险。

5.4、宝丰能源：“绿氢”示范项目领跑行业

布局“绿氢”实现碳减排，打开公司成长空间。公司布局全球单厂规模最大、产能最大的电解水制氢项目，2021年首批装置成功投产，项目全部达产后可年产2.4亿标方绿氢和1.2亿标方绿氧。首批电解水制氢项目全部投产后，每年可新增减少煤炭资源消耗约38万吨，新增减少CO₂排放约66万吨。如果按近期煤价1000元/吨计算，每年可直接降低3.8亿的原料成本，同时还有每年减少66万吨CO₂排放的效益。此外公司将在21年底投产30台单台产能1000标方/小时的高效碱性电解槽制氢装备，该项目所产氢气目前主要用于化工生产，减少煤炭用量和二氧化碳排放。宝丰能源未来将向制氢储能、氢气储运、加氢站建设方向综合发展，实现氢能全产业链一体联动发展。

公司发布2021年年度报告，21年实现营业收入233亿元，同比增长46.29%；归母净利润70.70亿元，同比增长52.95%；基本每股收益为0.97元。

其中 Q4 单季度实现营业收入 71.04 亿元,同比+53.48%;实现归母净利润 17.52 亿元,同比+19.11%。

风险提示

煤价大幅上涨风险;公司项目建设不及预期风险。

5.5、 东华能源：看好公司 PDH 产能持续扩张带来的高成长性

PDH 产能持续扩张,加大氢能源布局力度。截至 2021 年公司拥有张家港和宁波两个生产基地,总计拥有 186 万吨/年 PDH (张家港 60 万吨、宁波 126 万吨)的产能。此外,公司正在建设的茂名一期(I)项目(60 万吨/年 PDH)计划于 2022 年年底投产,一期(II)项目(60 万吨/年 PDH)预计将于 2023 年投产。氢能源是公司的重要板块,公司将进一步加大氢能源布局力度,并着力围绕制氢、充装、储运和加氢,打造产业生态链闭环。

合理规划氢能资源,夯实 C3 产业链竞争优势。茂名项目的持续推进,能够为公司后期氢能利用提供更多的资源。一方面,公司利用高纯度氢气资源及渠道优势,布局加氢站,打通氢能运输通道,完善氢能供应链,打造新的业绩增长点;另一方面,公司规划建设产能 26 万吨/年的丙烯腈及其配套项目,利用海外低价丙烷资源及现有的丙烯和氢气作为原料生产丙烯腈。该项目的落地,促进公司进一步加强氢能综合利用,也为公司的产业升级及持续盈利能力的增强奠定了基础。

2021 年前三季度,公司实现营业收入 214.5 亿元,同比-9.6%,归母净利润 9.6 亿元,同比-6.9%;其中第三季度实现营业收入 71.9 亿元,同比-1.3%,归母净利润 2.1 亿元,同比-39.2%。

风险提示

项目投产进度不达预期;产品价格大幅下跌;行业产能过剩。

5.6、 九丰能源：积极开展氢能产业布局,公司发展未来可期

进入氢能领域先天优势明显,公司发展未来可期。公司是国内专注于燃气产业中游及终端领域的大型清洁能源综合服务提供商,主营产品包括液化天然气(LNG)、液化石油气(LPG)等。公司参与氢能产业先天优势明显,在化石能源制氢方面具有资源与成本优势。目前公司初步确定的氢能布局方向包括制氢及净化技术的开发引进、PDH 装置副产氢的提纯、天然气重整制氢、电解水制氢、等。

广东省氢能政策支持力度加大,公司显著受益。广东城市群是我国首批燃料电池汽车示范城市群之一,省内支持氢能发展的政策陆续出台。2021 年 12 月,广东省发改委下发《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。到示范期末,广东年供氢超过 10 万吨,建成加氢站约 200 座,示范城市群产业链更加完善。广东氢能布局加速有望大幅提升天然气需求,而公司作为广东 LNG 主要大型供应商,有望凭借区位优势和资源优势显著受益于广东省天然气需求的提升,未来业绩增量可观。

与巨正源强强联合,氢能布局首枚棋子落地。巨正源系广东省属国有大型企业广物控股集团的控股子公司,其在东莞市立沙岛投资建设了 120 万吨/年丙烷脱氢制高性能聚丙烯项目。双方以成立合资公司的形式,充分利用巨正源 PDH

装置的副产氢资源（一期 2.5 万吨/年，二期规划 2.5 万吨/年）开展氢能产业发展合作。此次合作有利于巩固公司打造“具有价值创造力的清洁能源服务商”的战略定位，提升公司在氢能市场的影响力和竞争力。

2021 年前三季度，公司实现营业收入 116 亿，同比+94%，归母净利润 6.1 亿，同比-4%；2021 年 Q3，公司实现营业收入 50 亿元，同比+126.6%，归母净利润 2.1 亿，同比-25%，环比+80%。

风险提示

宏观经济波动风险，人民币兑美元汇率风险，上游采购价格波动风险，次新股股价波动风险。

5.7、中国旭阳集团：焦化龙头企业加速布局氢能产业

公司作为国内大型的民营独立焦化生产企业，行业龙头地位稳固。公司以焦炭为起点，形成了碳材料、芳烃、醇醚三条独特的化工产业链，同时，公司积极布局氢能产业，未来公司希望进一步拓展氢能项目规模，以制氢为起点，在“储、运、加”各个环节进行全方位突破。

综合优势凸显，布局氢能产业打开长期成长空间。根据公司 2021 年发布的《旭阳集团氢能发展规划》，公司现运营焦化规模 1210 万吨/年，预计 2025 年达到 3000 万吨/年，2030 年达到 6000 万吨/年；与之相对应，旭阳集团现有氢资源 26.6 亿方/年，预计 2025 年氢资源超过 65 亿方/年，2030 年氢资源超过 130 亿方/年。公司采用焦炉煤气制氢方式，制氢成本为 0.7—1 元/Nm³，相较于煤制氢具有成本优势。另外旭阳产业园区覆盖氢能发展聚集区和交通发达地区，实现了网络式氢能生产和就近供应，区域优势凸显。

氢能项目不断取得进展。自 2020 年成立定州氢能公司以来，旭阳集团氢能项目不断取得进展，定州氢能项目一期 500Nm³/h 制氢装置 2020 年 7 月投产，可按照 1 吨/天规模生产氢能汽车用氢及国标高纯氢；预计将于 2022 年上半年投产的定州二期制氢项目高纯氢产能可达 12 吨/天。公司于 2021 年 7 月注册成立邢台旭阳氢能有限公司，公司以加氢站建设为示范先行，以氢能源示范引领项目为后续产业依托，积极推进氢能产业发展；2021 年 8 月，呼和浩特旭阳氢能有限公司注册成立。2021 年 9 月，河北旭阳氢能综合项目开工建设。该项目在建设 12000 公斤/天高纯氢生产装置进一步扩大制氢能力同时，还建设 1000 公斤/天液氢装置积极打造民用液氢应用示范，建设高标准氢能检测中心有效保障氢能产品质量。

2021 年上半年，公司实现营业收入 180 亿，同比+122%，实现归母净利润 17 亿，同比+382%。

风险提示

政策推进不及预期；主营产品价格大幅波动；项目建设进度不及预期。

5.8、镇海股份：加氢装置设计优势突出，公司有望率先受益

公司主要从事以石油化工项目为主的工程设计和工程总承包业务，在石油炼化工程设计的多个细分市场建立了良好的声誉。2021 年前三季度，公司实现营业收入 7 亿，同比+8%，实现归母净利润 0.5 亿，同比+26%；2021 年 Q3，公司实现营业收入 2 亿，同比-25%，实现归母净利润 0.2 亿，同比-11%，环比-36%。

技术领先行业，加氢装置设计优势突出。公司致力于在环境保护、油品质量升级、装置节能减排等技术领域进行研发及创新，在硫磺回收、加氢精制、常减压蒸馏、大型储罐等领域具有相对明显的技术优势。公司已掌握了生产国 IV、国

V、国VI标准汽油加氢装置、柴油加氢装置、全馏分催化汽油选择性加氢脱硫生产高等级车用汽油装置、煤油加氢装置、高品位加氢树脂生产装置等的设计技术，公司设计的加氢装置能耗低，装置安全性高，连续运转时间长。在加氢装置领域，公司设计的“镇海炼化 300 万吨/年柴油加氢及 180 万吨/年蜡油加氢联合装置”获得国家优秀工程设计金奖。

氢能产业化发展提速，公司有望率先受益。 氢能源产业发展政策规划的密集出台，正在助推行业驶入快车道，并率先在长三角、珠三角和环渤海等经济发达地区落地。长三角在发展氢能产业方面具有氢气资源丰富、应用场景丰富、加氢基础设施支撑良好等发展基础及优势。公司地处长三角经济发达区，区位优势显著，公司化石能源制氢、加氢相关的工程咨询、设计和总承包业务有望受益于产业发展，业务发展获得新动力。

参股成立子公司，布局生物基新材料领域。 生物基材料是利用谷物、豆科、秸秆、竹木粉等可再生生物质为原料制造的新型材料和化学品，相较于传统材料，生物基材料能有效减少生产过程中的碳排放。根据全球经济合作与发展组织（OECD）预计，到 2030 年，全球将有大约 35% 的化学品和其他工业产品来自生物制造，生物基材料迎来历史性发展机遇。2021 年 12 月 3 日公司参股成立宁波华味新材料科技有限公司，宁波华味新材料科技有限公司的经营范围为新材料技术研发、生物基材料技术研发、生物基材料制造、生物基材料聚合技术研发等，合作股东为中国科学院宁波材料技术与工程研究所相关技术团队及出资人。

风险提示

政策推进不及预期；项目建设进度不及预期。

5.9、泰山石油：签署多项氢能项目

公司的主营业务为成品油批发零售业务以及非油品业务。公司的主要产品是汽油、柴油、天然气、非油品。2021 年前三季度，公司实现营业收入 20 亿元，同比+21%，归母净利润 399 万元，同比+337%；2021 年 Q3，公司实现营业收入 7 亿元，同比+24%，归母净利润 248 万元，同比+209%，环比+1606%。

签署多项氢能项目，推动氢能产业发展。 公司作为中国石化所属企业着力新能源项目的开发，目前已签署多项氢能项目，与肥城城投、山东宁阳、泰安市国资委等进行加油加气加氢站建设，合作氢能应用示范基地，在公共交通、物流运输、旅游专用等领域探索示范应用基地，推动氢能与燃料电池汽车产业发展；合作投建“油氢电一体化”生态新能源补给站，紧跟国家战略推动氢能产业发展。

20 年 6 月，《山东省氢能产业中长期发展规划（2020-2030 年）》出台，《规划》提出力争通过 10 年左右的努力，实现氢能产业从小到大、由弱变强的突破性发展，全力打造“中国氢谷”“东方氢岛”两大品牌，建成集氢能创新研发、装备制造、产品应用、商业运营于一体的国家氢能与燃料电池示范区。公司高度重视氢能发展，拥有独特区位优势，按照中国石化和当地政府统一布局开展相关业务。

风险提示

政策推进不及预期；项目建设进度不及预期。

6、风险分析

可再生能源发电成本下降不及预期

由于当前可再生能源发电成本是制约绿氢发展的最主要的成本限制因素之一，因此光伏、风电等可再生能源发电成本如不能按照预期下降，绿氢的平价规模化应用将无法如期实现。

政策落地不及预期

当前氢能行业仍处于产业规模化发展初期，政策的有效推动对产业发展起到积极作用，若政策无法落地，将影响产业发展积极性。

关键技术突破不及预期

除了依靠规模化应用来降低氢能产业链各环节成本之外，还需依靠技术的突破，因此技术的发展同样影响氢能产业发展的进度。

行业及公司评级体系

	评级	说明
行业及公司评级	买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
	增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
	中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
	减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
	卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
	无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：		A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区南京西路 1266 号
恒隆广场 1 期办公楼 48 层

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Sun Hung Kai (UK) Company Limited
64 Cannon Street, London, United Kingdom EC4N 6AE