

煤炭开采

2021年06月23日

氢能深度系列一：传统能源企业的新征途

——行业深度报告

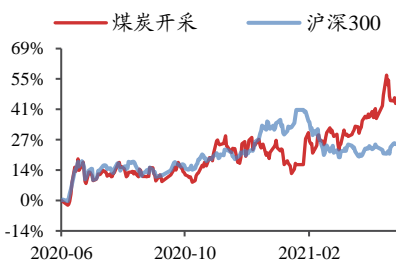
投资评级：看好（维持）

张绪成（分析师）

zhangxucheng@kysec.cn

证书编号：S0790520020003

行业走势图



数据来源：贝格数据

相关研究报告

- 《行业周报-政策停产加剧煤炭紧供给，持续看好煤炭股行情》-2021.6.19
- 《行业点评报告-矿难频发河南煤矿停产，煤炭供给再度收紧》-2021.6.16
- 《行业周报-紧供给支撑煤价向好，煤企Q2业绩有望超预期》-2021.6.14

● 氢能深度系列一：传统能源企业的新征途

氢能是公认的清洁能源，也是21世纪最具有发展前景的二次能源，具有清洁低碳、高热值、高转化率等多方面优势。在碳中和背景下，我国能源结构将逐渐由化石能源为主导向清洁能源过渡，氢能的发展对于能源领域节能减排、深度脱碳、提高利用效率有着不可或缺的作用。氢能产业链涉及广泛，包含上游制氢、中游储运氢及下游用氢等众多环节，在工业、交通、建筑与发电等多个领域逐渐渗透。当前我国氢能尚处于快速发展的初期阶段，在政策的大力支持下，氢能行业在未来具备广阔的发展前景。**受益标的：积极发展光伏发电电解水制氢的宝丰能源（绿氢）；布局丙烷脱氢的卫星石化、东华能源、金能科技（灰氢）；布局氢能产业链的美锦能源、中国旭阳集团。**

● 制氢路线多样，灰氢仍是主要氢能来源，绿氢是最终目标

伴随着国内氢能产业的持续发展，中国氢气总产量保持着稳定增长的态势。从制氢路线区分，煤制氢是我国当前最主要的制氢来源，占比可达六成以上。煤制氢成本较低、原料丰富、技术成熟，适宜大规模应用。但由于其高碳排放量，煤制氢存在“灰氢难题”，在未来氢能发展的前景很大程度上依赖于CCUS技术的成熟与成本下降。工业副产氢发展潜力较大，相关化工产业在国内已具备规模优势，且具备一定经济性，有望成为中短期内制氢路线的突破口。利用清洁能源电解水制氢是最理想的制氢路线，但因耗电量大、成本较高，规模化应用的障碍尚未扫除。伴随清洁能源快速发展，电解水制氢在清洁能源平价上网趋势下或将迎来曙光。长期来看，绿氢的规模化应用是最终目标，随着碳中和驱动下清洁能源项目与技术的投入力度加大，低碳氢的经济性与规模性也有望取得突破性进展。

● 用氢需求空间广阔，燃料电池前景较大，传统产业顺势转型

氢能的下游利用途径多种多样，主要包括交通运输领域以及冶金、化工等工业领域。其中交通领域是氢能消费的重要突破口，燃料电池车的发展前景较大。根据中国氢能联盟预测，到2050年中国氢气需求量将接近6000万吨，其中交通运输领域用氢可达2458万吨，占比约40%。当前国内加氢站建设已经进入快速发展期，燃料电池技术国产化率持续提升，燃料电池系统成本不断下降。伴随未来规模化效应，燃料电池车最终应用成本降本空间较大，有望促进燃料电池商用车与乘用车的大范围推广。在工业领域，氢能的应用将助力传统工业进行低碳化转型，其中氢能炼钢有望在长期内贡献氢能消费增量。

● “碳中和”时代来临，氢能发展获政策大力支持

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。同时在碳中和政策背景下，各个省份均在“十四五”规划当中强调积极发展清洁能源利用，推动碳达峰、碳中和行动，从长期目标来看氢能产业的发展是其中关键之一。在国家层面的氢能发展战略规划背景下，各地政府也积极出台氢能产业发展规划，聚焦在氢燃料汽车的推广、燃料电池核心技术研发、加氢基础设施建设以及氢能示范城区的打造。

● 风险提示：氢能成本下降不及预期；氢能下游需求增长不及预期；产业链关键技术瓶颈难突破；产业无序竞争与产能过剩风险

目 录

1、 氢能—21 世纪最具有发展前景的二次能源	4
2、 全产业链发展，我国氢能前景广阔	5
2.1、 制氢路线多样，灰氢仍是主要氢能来源	5
2.1.1、 煤制氢：富煤资源优势下的制氢首选，灰氢难题有待解决	6
2.1.2、 天然气制氢：原料依赖进口，经济性低于煤制氢	8
2.1.3、 工业副产氢：中短期内制氢路线突破口	9
2.1.4、 电解水制氢：清洁电力制氢，最理想的绿氢路线	11
2.1.5、 总结：因地制宜发展氢源，绿氢是最终目标	13
2.2、 氢储运：高压气态储运占主导，非气态储运前景较大	13
2.3、 用氢：燃料电池发展前景较大，传统产业顺势转型	14
2.3.1、 加氢站：氢能产业关键基础设施，国内进入快速建设期	15
2.3.2、 燃料电池：氢能下游最关键应用，商用车是短期发展重点	18
2.3.3、 工业用氢：氢能助力传统工业低碳化转型	21
3、 全球氢能势头迅猛，各国发展各行其道	23
3.1、 德国：氢能助力能源转型与深度脱碳	23
3.2、 日本：氢能维护能源稳定，技术发展领先世界	23
3.3、 美国：页岩气拖慢发展节奏，技术储备仍受重视	24
3.4、 澳大利亚：开拓出口新渠道，致力打造氢能供应基地	24
4、 “碳中和”时代来临，氢能发展获政策大力支持	25
4.1、 氢能产业发展政策力度加大	25
4.2、 “以奖代补”，补贴政策扶持燃料电池发展	27
5、 多个降本潜力点，氢能平价可期	27
6、 投资建议	29
7、 风险提示	30

图表目录

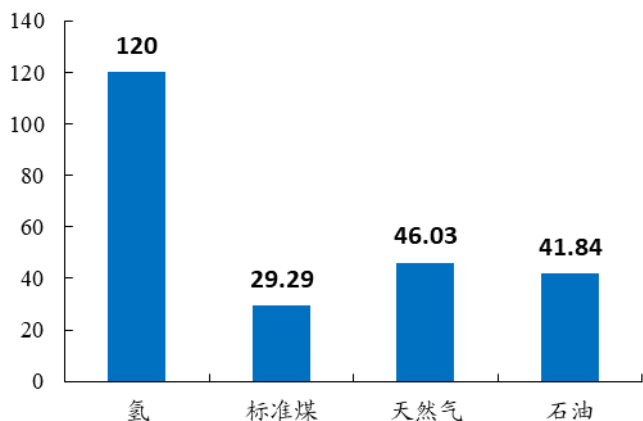
图 1： 氢能单位热值远高于传统化石能源（MJ/kg）	4
图 2： 化石能源单位热值含碳量及单位碳排放量较高	4
图 3： 氢能产业链包含了上游制氢、中游储运氢及下游用氢等众多环节	4
图 4： 中国氢气产量保持稳定增长态势	5
图 5： 2019 年煤制氢产量占比达 63.6%	5
图 6： 2019 年我国西北、华北、华东地区氢气产能占比合计约 75%	6
图 7： 从区域分布来看，西北、华北地区是我国主要的氢能资源中心	6
图 8： 煤制氢包括气化、水煤气变换、酸性气体脱除及氢提纯等多个环节	6
图 9： 煤制氢成本结构中原料煤占比约 36.9%	7
图 10： 煤制氢成本低于天然气制氢成本	7
图 11： CCUS 技术的应用可以降低煤制氢生产过程中的高碳排放问题	7
图 12： 天然气制氢通过对天然气蒸汽重整后提纯制的高纯度氢气	8
图 13： 2020 年我国天然气进口依赖度达到 43.5%（亿立方米）	8
图 14： 中国天然气制氢成本远高于美国、俄罗斯及中东等富产油气的国家或地区	8
图 15： 2020 年中国焦炭产量达 4.7 亿吨	10

图 16: 中国烧碱、合成氨产量规模较大	10
图 17: 工业副产氢具备分布式氢源特点, 并且靠近华东、华南等能源负荷中心	10
图 18: 电解水制氢成本受电价影响较大	12
图 19: 近年来清洁能源发电量占比持续攀升 (亿千瓦时)	12
图 20: 预计 2050 年可再生能源电解制氢占比达 70%	12
图 21: 预计未来输氢成本将得到大幅下降	14
图 22: 预计到 2050 年中国氢气需求量将接近 6000 万吨	15
图 23: 天然气重整站加氢站流程与设备	15
图 24: 电解水站内供氢流程与设备	15
图 25: 不同氢气来源下的站外供氢加氢园区流程与设备	16
图 26: 压缩机是加氢站最主要成本, 占比约 30%	16
图 27: 加氢站类型由纯加氢站向油氢、气氢共建站转变	17
图 28: 截至 2019 年, 全国加氢站广泛布局, 进入快速建设阶段	18
图 29: 氢燃料电池下游应用途径十分广泛	19
图 30: 质子交换膜燃料电池工作原理示意	20
图 31: 固体氧化物燃料电池工作原理示意	20
图 32: 电堆是燃料电池系统最为核心的部件	20
图 33: 电堆成本占燃料电池系统总成本约 60%	21
图 34: 预计未来 5-10 年燃料电池系统可降至 1000 元/kW	21
图 35: 2018 年工业用氢消耗量主要用于炼油、生产合成氨、生产甲醇、冶金炼钢	21
图 36: 钢铁冶炼行业碳排放量占比达 18%, 仅次于发电供热	22
图 37: CCUS 技术应用对于制氢环节的降本较为关键	28
图 38: 天然气制氢 (装配 CCUS) 在高电价情况下仍具备一定经济性	28
图 39: 全产业链氢能降本示意图	29
表 1: 工业副产氢类型多样	9
表 2: 目前较为常见的电解水技术主要包括碱性水电解技术、质子交换膜水电解技术、固体氧化物电解槽技术	11
表 3: 氢能储运主要分为气态储运、液态储运、固态储运及有机液体储运等四种方式	13
表 4: 各地政府出台的氢能源发展战略中明确指出加氢站建设的具体规划 (不限于以下省市)	18
表 5: 各类燃料电池技术性及优劣势对比: 质子交换膜燃料电池是当前主流技术	19
表 6: 国家将氢能源纳入能源范畴并制定了宏观上具体的发展规划	25
表 7: 国内多数省份出台政策支持氢能源产业链发展	26
表 8: 受益标的盈利及估值预测	29
附表 1: 全国各省 (市、自治区) “十四五”碳达峰、碳中和政策规划汇总	31

1、氢能—21 世纪最具有发展前景的二次能源

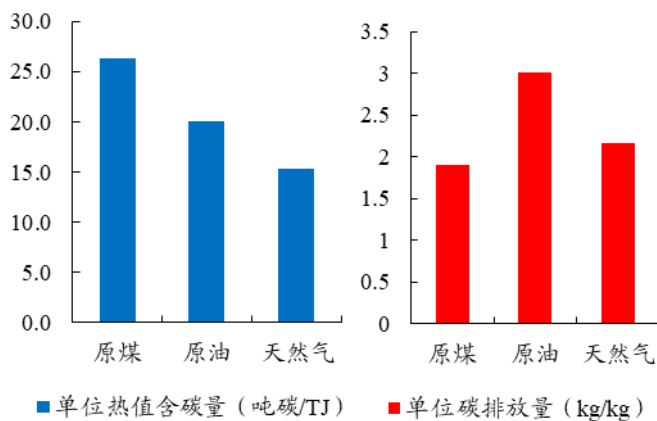
氢能是重要的工业原料和二次能源载体。氢能是公认的清洁能源，也是 21 世纪最具有发展前景的二次能源。氢能具有众多优秀的特点：(1) **清洁低碳**。氢能利用无论是直接燃烧还是燃料电池转化，最终仅会生成水，不会产生污染物以及温室气体；(2) **高热值高转化率**。氢气热值可达 120MJ/kg，是同质量化石燃料的 3~4 倍，通过燃料电池可实现综合转化效率达 90%以上；(3) **制氢途径多样化**。氢能的制备可以通过化石能源重整、化工产业副产、电解水制氢等多种途径。因此，在节能减排、提高利用效率的能源发展趋势下，氢能有着不可或缺的作用。

图1: 氢能单位热值远高于传统化石能源 (MJ/kg)



数据来源: 中国氢能联盟、开源证券研究所

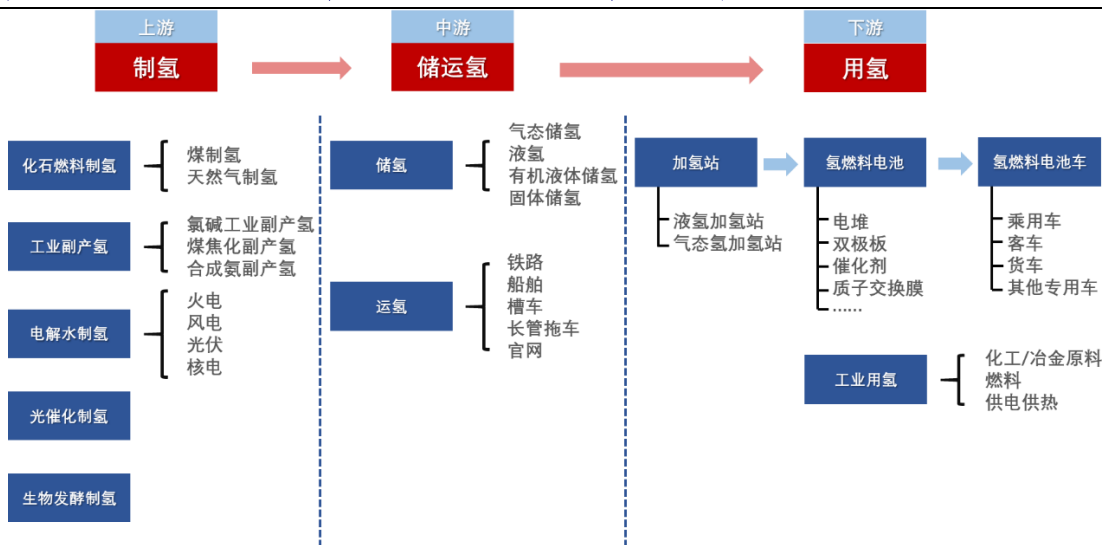
图2: 化石能源单位热值含碳量及单位碳排放量较高



数据来源: 《省级温室气体清单编制指南》、开源证券研究所

氢能产业链包含了上游制氢、中游储运氢及下游用氢等众多环节。其中上游制氢环节根据路线不同可分为化石燃料制氢、工业副产氢、电解水制氢等，中游储运氢根据氢能储运状态的不同可分为气态、液态、固态储运；下游主要用氢主要包括工业用氢及燃料电池产业，其中工业用氢主要用作化工、冶金等产业原材料以及能源使用，燃料电池产业则包含了加氢基础设施建设、燃料电池制造以及燃料电池车整车制造，氢燃料电池的应用是目前氢能产业发展的主要方向。

图3: 氢能产业链包含了上游制氢、中游储运氢及下游用氢等众多环节



资料来源: 中国氢能联盟、开源证券研究所

2、全产业链发展，我国氢能前景广阔

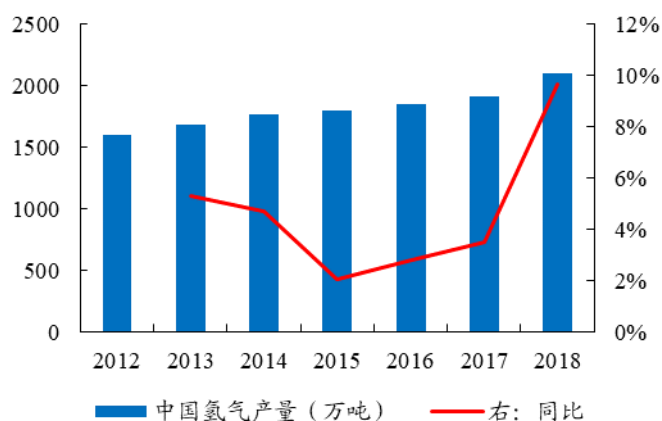
2.1、制氢路线多样，灰氢仍是主要氢能来源

氢气可以通过多种工艺路线制备，主要包括：(1)化石能源制氢：煤气化制氢、天然气重整制氢、石油焦和渣油制氢等；(2)电解水制氢：电力来源主要包括火电、水电、风电、光电以及核电等，其中可再生能源是理想的电力来源；(3)工业副产氢：主要包括氯碱工业、煤焦化、合成氨、丙烷脱氢等；(4)光催化制氢、生物发酵制氢等其他路线：尚处于实验与开发阶段，暂未达到规模制氢要求。其中煤气化制氢、天然气重整制氢以及电解水制氢是最主要的制氢方法。

而根据制氢过程中碳排放的不同，行业内一般将氢能分为灰氢、蓝氢及绿氢：(1)灰氢：使用化石燃料制取氢气，并对释放的二氧化碳不做任何处理；(2)蓝氢：使用化石燃料制取氢气，同时对释放的二氧化碳进行捕集和封存；(3)绿氢：使用可再生能源发电电解或光解制取的氢气。其中灰氢由于生产成本低、技术工艺成熟，是当前最主要的氢能来源，但无法避免生产过程中的碳排放，而真正实现“零碳”的绿氢是理想的氢能来源，受限于技术与成本问题，尚未实现大规模普及。

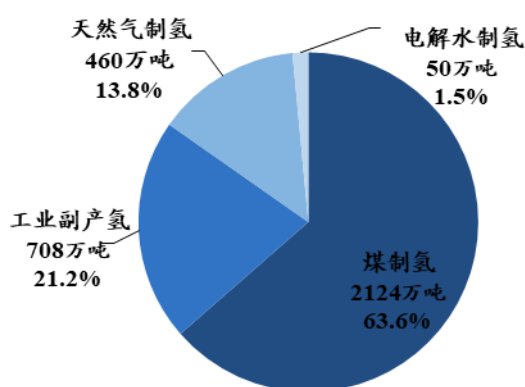
近年来，伴随着国内氢能产业的持续发展，中国氢气总产量保持着稳定增长的趋势，根据中国氢能联盟与石油和化学规划院的统计，截至2019年我国氢气产能约达4100万吨/年。由于中国丰富的煤炭资源特点，煤制氢是最首要的制氢来源，不同于全球范围内18%左右的比重，煤制氢在国内占比可达六成以上，其次为工业副产氢、天然气制氢、电解水制氢。根据中国氢能联盟研究院数据，2019年中国氢气产量共计3342万吨，其中煤制氢产量2124万吨，占比达63.6%；其次为工业副产氢、天然气制氢，产量分别为708、460万吨，占比分别为21.2%、13.8%；电解水制氢产量相对较少，仅50万吨，占比1.5%。

图4：中国氢气产量保持稳定增长态势



数据来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

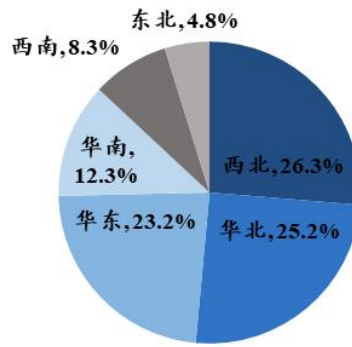
图5：2019年煤制氢产量占比达63.6%



数据来源：《氢能开发与利用中的关键问题》、开源证券研究所

从区域分布来看，西北、华北、华东地区是中国主要的制氢产地，合计产能占比达75%。2019年西北地区产能为1067万吨，华北地区产能1021万吨，华东地区产能940万吨，占比分别为26.3%、25.2%、23.2%；华南、西南、东北地区产能分布相对较少，占比分别为12.3%、8.3%、4.8%。这样的产能分布特征与中国以煤为主的能源结构息息相关，以煤制氢为主的制氢产能更多地向煤炭资源密集的西北与华北地区集中，另外华东地区则主要是化工产业较为密集，主要以工业副产氢为主。

图6: 2019年我国西北、华北、华东地区氢气产能占比合计约75%



数据来源: 中国氢能联盟、开源证券研究所

图7: 从区域分布来看, 西北、华北地区是我国主要的氢能资源中心

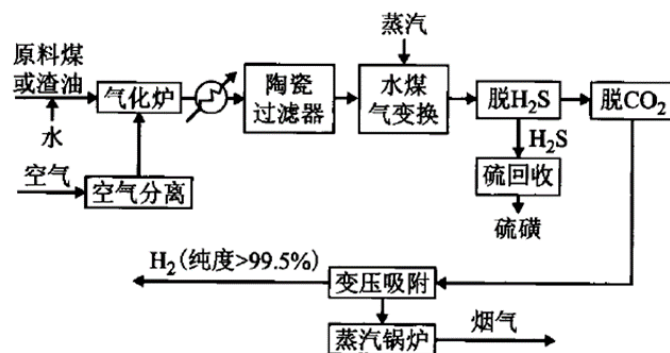


资料来源: 《中国氢能及燃料电池产业手册》

2.1.1、煤制氢: 富煤资源优势下的制氢首选, 灰氢难题有待解决

煤制氢是将煤气化产生的以一氧化碳、氢气为主要成分的粗煤气, 经过水煤气变换、酸性气体脱除、氢提纯等处理而获得一定纯度的产品氢。

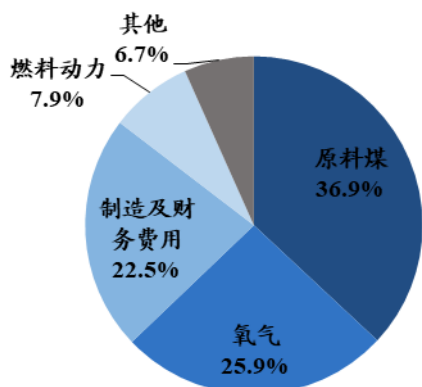
图8: 煤制氢包括气化、水煤气变换、酸性气体脱除及氢提纯等多个环节



资料来源: 《氢能开发与利用中的关键问题》

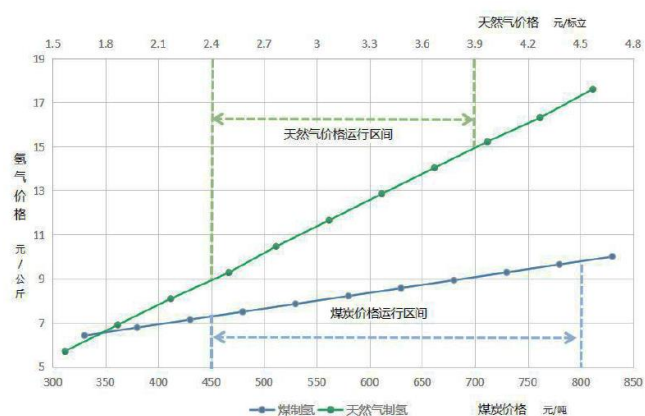
煤制氢原料丰富、成本较低，是我国规模化制氢首选。煤制氢历史悠久，发展至今已有约 100 年历程，由于其技术路线成熟稳定、制备成本较低，在各类制氢工艺路线当中最具经济性，是目前工业大规模制氢的首选方式。在中国目前的氢能路线中占据着重要地位，2019 年煤制氢产量 2124 万吨，占比已达到 63.6%，目前全球投入运营的煤气化厂达 130 座，其中 80% 以上位于中国。煤制氢成本相对其他路线较低，原料煤占据最主要成本，占总成本 1/3 以上，其次为氧气，占总成本约 1/4。根据中国氢能联盟测算，在原料煤价格 600 元/吨的条件下，制氢成本约为 8.85 元/kg。并且在主要的煤炭价格运行区间内，煤制氢成本均远低于天然气制氢成本。

图9：煤制氢成本结构中原料煤占比约 36.9%



数据来源：CNKI、开源证券研究所

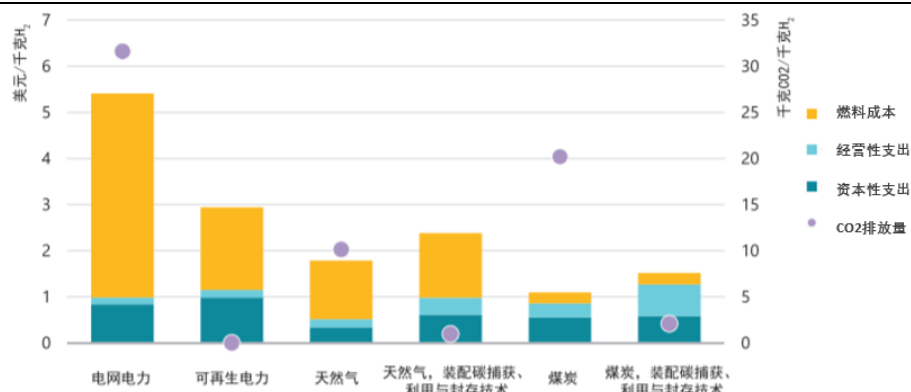
图10：煤制氢成本低于天然气制氢成本



资料来源：中国氢能联盟

高碳排放，煤制氢存在“灰氢难题”。由于生产过程中存在较大的二氧化碳排放量，煤制氢被视为最典型的灰氢。根据 IEA 数据，煤制氢单位碳排放量约为 $19\text{kgCO}_2/\text{kgH}_2$ ，是天然气制氢的两倍。因此，当下作为制氢主导的煤制氢路线与清洁低碳的氢能发展路线存在一定矛盾。为解决这一问题，利用 CCUS 技术（碳捕获、利用与封存技术）降低煤制氢过程中的碳排放是其未来发展前景的关键，即由灰氢向蓝氢转化，以推动煤制氢走向真正的清洁化。根据《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图》规划，2019 年我国 CCUS 技术成本约在 350~400 元/吨，因此在煤制氢过程中增加成本约 7 元/kg，在原成本的基础上增加约 80%。可见，现阶段采用 CCUS 技术降低煤制氢碳排放的成本增幅较大，会大大削弱其经济性。因此，煤制氢在未来氢能发展的前景很大程度上依赖于 CCUS 技术的成熟与成本下降。

图11：CCUS 技术的应用可以降低煤制氢生产过程中的高碳排放问题

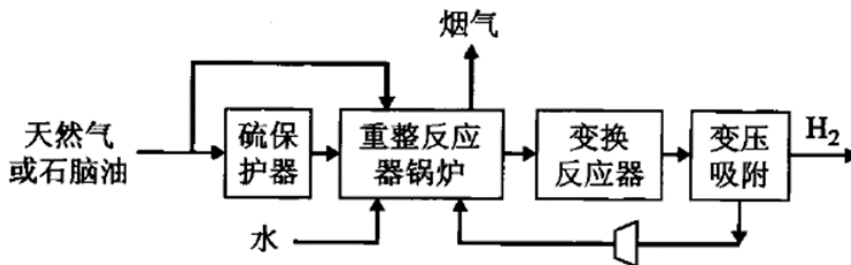


资料来源：IEA

2.1.2、天然气制氢：原料依赖进口，经济性低于煤制氢

天然气重整制氢是将天然气通过蒸汽重整反应得到以氢气、一氧化碳为主要成分的混合气体，再经过净化提纯得到高纯度的氢气。

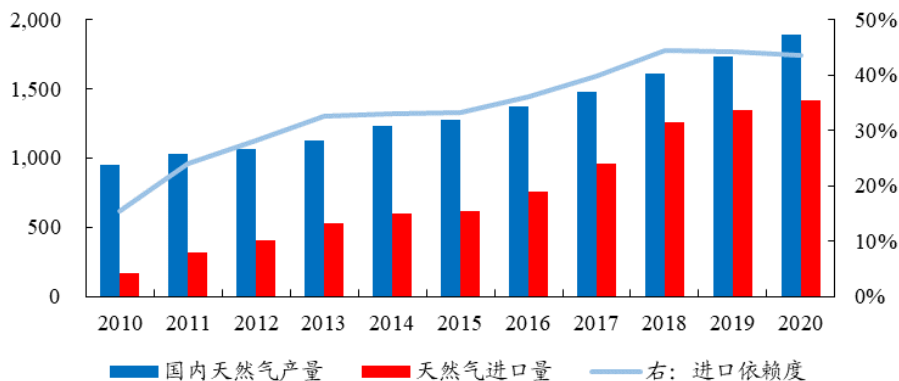
图12：天然气制氢通过对天然气蒸汽重整后提纯制的高纯度氢气



资料来源：《氢能开发与利用中的关键问题》

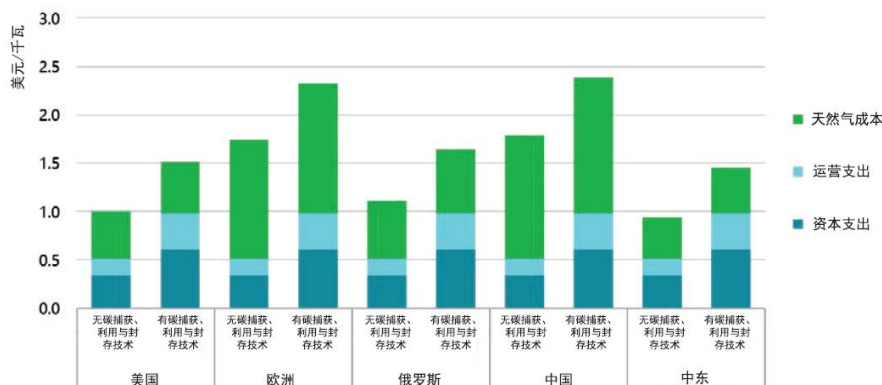
规模化应用受到原料进口依赖限制。同煤制氢路线一样，天然气制氢工艺技术也十分成熟，工业化生产经验丰富，是全世界范围内最主要的制氢方法，全球每年产量约达7000万吨，占全球总产量约三分之二。但由于我国天然气主要依赖进口（2020年进口依赖度43.5%），成本相对较高，因此在国内该路线制氢的经济性则受到一定约束，制氢成本远高于富产油气国家。2019年我国天然气制氢产量460万吨，占比13.8%，远低于煤制氢及工业副产氢。根据《煤制氢与天然气制氢成本比较分析及建议》文章测算，在2.8元/m³的天然气价格条件下，天然气制氢成本约为12.8元/吨。

图13：2020年我国天然气进口依赖度达到43.5%（亿立方米）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图14：中国天然气制氢成本远高于美国、俄罗斯及中东等富产油气的国家或地区



资料来源：IEA

碳排放低于煤制氢，但仍属灰氢。天然气制氢仍无法避免在重整反应完成后产生二氧化碳排放，根据 IEA 数据，天然气制氢单位碳排放量约为 $10\text{kgCO}_2/\text{kgH}_2$ ，虽低于煤制氢碳排放量，但仍未能达到清洁能源标准，属于灰氢。因此同样面临低碳减排的要求，其发展前景也依赖于制氢过程中 CCUS 技术规模应用与成本下降。

2.1.3、工业副产氢：中短期内制氢路线突破口

煤焦钢及化工行业生产过程中氢气会作为副产品生成，对其进行提纯利用可以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。工业副产氢主要包含：(1) **煤焦化副产氢**：炼焦通过煤炭高温干馏生成焦炭，副产的焦炉煤气中混合有大量氢气，成分占比可达 55%~60%；(2) **氯碱工业副产氢**：氯碱行业以电解饱和氯化钠溶液方式生产烧碱和氯气，电解过程中阴极可析出高纯度氢气；(3) **合成氨副产氢**：合成氨通过氢气与氮气低温催化反应生成，过程中释放的弛放气内含有大量未完全参与反应的氢气放出；(4) **丙烷脱氢副产氢**：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。

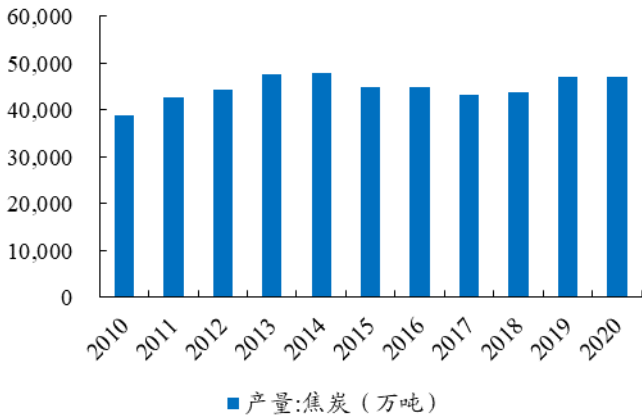
表1：工业副产氢类型多样

副产类别	工艺名称	生产方式	生产原理
煤焦化副产氢	湿法熄焦	冷水喷淋对焦炭降温	高温水煤气反应
	干法熄焦	循环氮气降温	煤中少量氢裂解生产氢气
氯碱工业副产氢	电解法制碱及氯气	电解饱和氯化钠溶液	正电荷氢离子向阴极移动，氢气从阴极析出
合成氨副产氢	联醇法	利用合成氨生产环节剩余氢气生成甲醇	含氢弛放气进入合成氨生产环节
	合成法	先制备含氢合成气，再制备合成氨	未反应氢气从尾气释放
丙烷脱氢副产氢	催化脱氢	循环流化床或固定床反应器中脱氢	烷烃在高温催化下脱氢形成烯烃和氢气

资料来源：《正本清源“副产氢”》、开源证券研究所

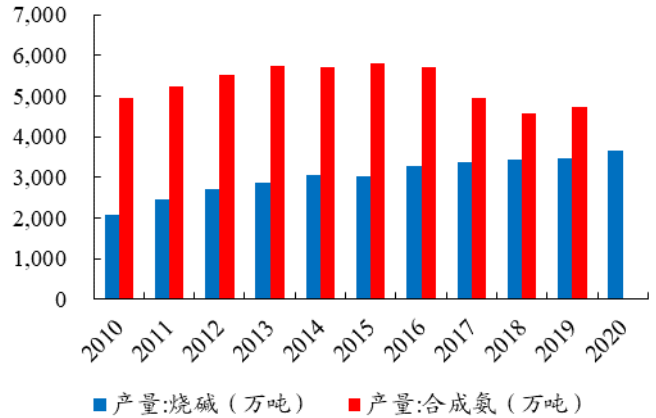
工业副产氢在中国具备产业规模优势。副产氢所涉及的相关产业在中国具备充足的规模基础：中国是全球最大的焦炭生产国，2020 年焦炭产量达 4.7 亿吨，每吨焦炭可产生焦炉煤气约 350-450 立方米，焦炉煤气中氢气含量约占 50%-60%，可副产氢气约 760 万吨；中国烧碱年产量已达到 3500 万吨以上，2020 年实现烧碱产量 3643 万吨，可副产氢气约 90 万吨；中国合成氨产能约 1.5 亿吨/年，每吨合成氨将才产生约 150-250 立方米弛放气，可回收氢气约 100 万吨；丙烷脱氢项目近年来在国内发展迅速，截至 2020 年国内 PDH 产能已达到约 2000 万吨规模，以 4% 氢气收率计算，PDH 可副产氢气约 80 万吨。以上合计，中国工业副产氢理论上可以达到约 1000 万吨以上的产量规模。

图15: 2020年中国焦炭产量达4.7亿吨



数据来源: Wind、开源证券研究所

图16: 中国烧碱、合成氨产量规模较大



数据来源: Wind、开源证券研究所

工业副产氢尚未被充分利用，仍有较大提升空间。长期以来，氯碱工业、煤焦化等产业中对于副产氢气的利用并不够重视，例如氯碱行业长期存在副产氢气空放的现象，焦化行业对副产焦炉煤气进行“点天灯”处理，从而造成了大量氢能资源浪费。当然，副产氢能利用不充分与氢气纯度较低、提纯成本较高、设备投入规模较大、下游需求较少等因素有关。然而，这些限制随着氢能产业的不断发展逐渐得到解决，一方面提纯技术不断进步，成本逐渐下降，副产氢的综合利用越来越凸显经济性，另一方面，氢能作为清洁能源愈发得到重视，燃料电池产业的发展也为氢能的利用指明方向。传统产业逐渐开始重视副产氢气的价值，并加大了对氢气综合利用的投入，在原有产业基础上陆续开拓氢能产线，探索新能源转型的增长点。因此，工业副产氢具备较大的提升空间。

工业副产氢天然属于分布式氢源。由于氢气储运难度大、成本高，拓展分布式氢源便是降低氢能整体成本的思路之一。而对于工业副产氢而言，相关产业分布本身就较为分散，天然具备分布式氢源的基础，并且主要分布于华东、华南等经济发达、人口稠密的能源负荷中心，靠近下游消费市场，可以充分提高氢能的利用效率，降低储运成本。因此工业副产氢具备发展优势。

图17: 工业副产氢具备分布式氢源特点，并且靠近华东、华南等能源负荷中心



资料来源:《中国氢能及燃料电池产业手册》

工业副产氢已具备一定经济性。副产氢成本根据其原料副产气体纯度的不同也会有所不同，例如氯碱工业及丙烷脱氢的副产气体含氢量较大、纯度较高，提纯制氢成本则相对较低，而煤焦化副产的焦炉煤气含氢量相对较少、纯度较低，制氢成本也会相对较高。根据中国氢能联盟数据，目前工业副产氢的提纯成本约 0.3~0.6 元/kg，考虑副产气体成本后的综合制氢成本约 10~16 元/kg，已具备一定的经济性。

总体来看，工业副产氢在产能规模、利用空间、分布特点以及成本经济性等方面均具有一定优势。虽然相关产业在生产过程中无可避免会产生一定碳排放，但对副产氢的利用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，相较于煤制氢、天然气制氢等传统灰氢路线仍可凸显清洁能源特点。鉴于完全零碳的绿氢路线发展仍然受限，中短期内工业副产氢可成为制氢的突破口。

2.1.4、电解水制氢：清洁电力制氢，最理想的绿氢路线

电解水即通过电解将水分解为氢气与氧气的过程。目前较为常见的电解水技术主要包括：**碱性水电解技术、质子交换膜（PEM）水电解技术以及固体氧化物电解槽技术（SOECs）**三种。其中碱性水电解技术是最为成熟且已实现商业化应用的技术，发展至今已有近 100 年历程，本质上氯碱工业使用的就是该技术，相较其他技术成本较低；PEM 技术则较为先进，可有效解决电解液回收与循环利用的问题，体积较小且操控灵活，更适用于人口密集的城市地区以及分布式使用，是目前最有发展前景的电解水工艺，但由于催化剂及膜材料昂贵成本较高，大范围推广应用仍依赖于技术进步与成本下降；SOECs 技术使用陶瓷作为电解质，在高温下对蒸汽进行电解，目前技术尚不成熟，高温热源需求也限制了其经济性，尚处于研发阶段。

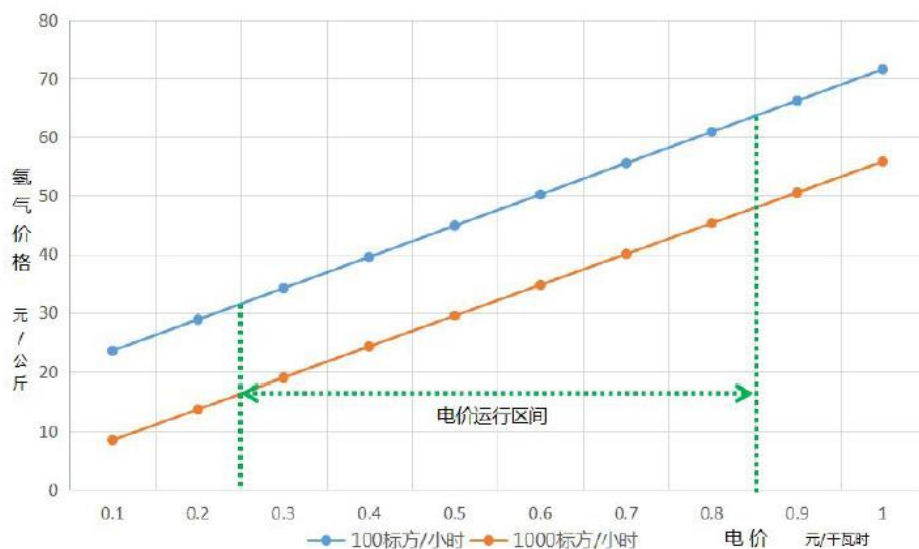
表2：目前较为常见的电解水技术主要包括碱性水电解技术、质子交换膜水电解技术、固体氧化物电解槽技术

	单位	碱性水电解技术			质子交换膜水电解技术			固体氧化物电解槽技术		
		2018	2030E	长期	2018	2030E	长期	2018	2030E	长期
电效率	%，低位发热值	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
工作压力	巴	1-30			30-80			1		
工作温度	℃	60-80			50-80			650-1000		
运行时间	小时	60000-	90000-	100000-	30000-	60000-	100000-	10000-	40000-	75000-
		90000	100000	150000	90000	90000	150000	30000	60000	10000
负载范围	%，相对于名义负载	10-110			0-160			20-100		
工厂占地面积	m ² /kWe	0.095			0.048					
资本支出	美元/kWe	500-1400	400-850	200-700	1100-1800	650-1500	200-900	2800-5600	800-2800	500-1000

数据来源：IEA、开源证券研究所

电解水耗电量大、成本较高，规模化应用的障碍尚未扫除。电解水对电能的消耗量较大，单位能耗约 4~5kWh/m³。根据国际能源署计算，如果全球氢气产量均采用电解水技术，其电能消耗可达 3600 万亿千瓦时，已超过欧盟年度发电总量。电解水成本中，电力成本占总成本七成以上。根据中国氢能联盟测算，如果采用市电生产，制氢成本约 30-40 元/kg，是煤制氢成本的四倍以上，经济性相对较弱。因此，电解水制氢技术仍处于发展阶段，尚未得到规模化应用。目前，电解水制氢产量在全球氢气总产量占比在 0.1% 以下，在国内氢气产量中占比约 1.5%。

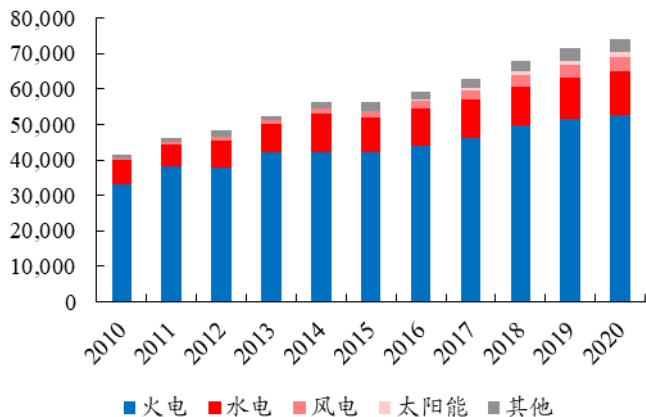
图18: 电解水制氢成本受电价影响较大



资料来源: 中国氢能联盟

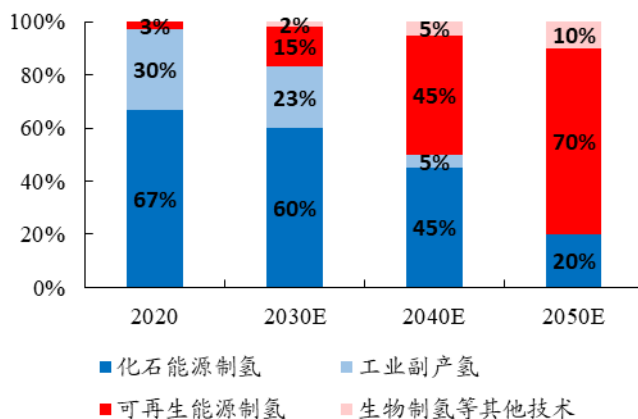
清洁能源快速发展, 电解水制氢迎来曙光。除成本问题以外, 利用传统网电制氢还存在严重的全周期内高碳排放的问题。由于国内电力供应七成为火电, 若直接采用网电制氢, 单位氢气碳排放量可达 35.84kg, 是煤制氢的近两倍, 天然气制氢的 3 倍以上。而近年来清洁能源的快速发展为电解水制氢创造了良机: 一方面, 可再生能源发电制氢可实现全周期内的零碳排放, 实现真正的绿氢生产; 另一方面, 随着风电、光电等成本下降以及平价上网, 制氢成本也将持续下降。同时, 利用弃风、弃光、弃水电力制氢可大大提升清洁能源的利用效率, 有效解决跨时间、跨空间的过剩能源消纳问题。从政策方面来看, 国家发改委、国家能源局先后发文支持高效利用廉价且丰富的可再生能源制氢, 国务院印发《新能源汽车产业发展规划(2021-2035年)》和五部门《关于推动燃料电池汽车示范应用的通知》均明确支出鼓励发展绿氢, 进一步支持有条件的地区通过发展低碳清洁氢气支取率先达峰, 探索“制氢电价”等刺激政策。在“3060 碳达峰碳中和”政策背景下, 风光电等清洁能源装机量将持续高速增长, 绿氢或迎来快速发展期。根据中国氢能联盟预测, 到 2050 年可再生能源电解制氢占比将达到 70%。

图19: 近年来清洁能源发电量占比持续攀升(亿千瓦时)



数据来源: Wind、开源证券研究所

图20: 预计 2050 年可再生能源电解制氢占比达 70%



数据来源: 中国氢能联盟、开源证券研究所

2.1.5、总结：因地制宜发展氢源，绿氢是最终目标

总体来看，氢气的制取路线较为多样化，为下游氢能的广泛利用提供了稳定的氢源基础。从结构上来看，当前灰氢占比较大，煤制氢仍是中国最主要的制氢来源，在碳中和背景下面临低碳化转型的问题，但成本与经济性问题也一定程度制约了蓝氢、绿氢的大范围利用。因此，氢能要实现真正意义上的清洁化发展仍有较长路要走，但是，在当前构建氢能能源体系的发展初期，煤制氢中短期内仍将是制氢路线主导，但同时工业副产氢或将成为低碳化转型过渡期内的首要突破口。氢源或更多地适用因地制宜的发展路线，各个地区主要以当地的资源优势为基础制定合理的氢能规划，如西部与西北部地区煤炭资源与风光等可再生能源丰富且成本较低，适宜煤制氢与电解水制氢互补发展，华东、华南地区则进一步提高产业副产氢能资源的利用效率，同时加强利用海上风电及水电制氢的利用。长期来看，绿氢的规模化应用是清洁能源体系构建的最终目标，随着碳中和驱动下清洁能源项目与技术的投入力度加大，低碳氢的经济性与规模性也有望取得突破性进展。

2.2、氢储运：高压气态储运占主导，非气态储运前景较大

氢能的储运根据氢或储氢材料形态的不同主要分为气态储运、液态储运、固态储运及有机液体储运等四种方式：(1) **气态储运**，主要包括近距离运输的高压长管拖车以及长距离运输的管道运输，其中管道运输适用于大规模氢气运输；(2) **液态储运**，低温液态储氢是将氢气冷冻至零下 252.72℃ 以变为液体加注到绝热容器中进行储运，储运工具主要为用于长距离、大规模运输的液氢槽罐车；(3) **固态储运**，是以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料等作为储氢载体，通过化学吸附和物理吸附的方式进行氢储运，对储运工具并无特殊要求；(4) **有机液体储运**，是通过加氢反应将氢气固定到芳香族有机化合物并形成稳定的氢有机化合物液体，最终以液体槽罐车进行储运。

表3：氢能储运主要分为气态储运、液态储运、固态储运及有机液体储运等四种方式

储运方式	运输工具	压力	载氢量	体积储氢密度	质量储氢密度	成本	能耗	经济距离	适用场景
单位		MPa	kg/车	kg/m ³	wt%	元/kg	kWh/kg	km	
气态储运	长管拖车	20	300-400	14.5	1.1	2.02	1-1.3	<=150	城市内配送
	管道	1-4	-	3.2	-	0.3	0.2	>=500	国际、跨城市与城市内配送
液态储运	液氢槽罐车	0.6	7000	64	14	12.25	15	>=200	国际、规模化、长距离
固体储运	货车	4	300-400	50	1.2	-	10-13.3	<=150	-
有机液体储运	槽罐车	常压	2000	40-50	4	15	-	>=200	国际、规模化、长距离

资料来源：中国氢能联盟、开源证券研究所

高压气态储运占主导。在主要的氢储运技术中，最成熟的是高压气态储运，也是现阶段国内最主要的氢储运方式。气态储运常温即可实现快速充放氢，成本较低，因此得到广泛应用，但储氢量较低，且对高压储氢罐存在较高的技术要求。目前国内主要采用 35MPa 的储氢瓶，相较于国际主流的 70MPa 高压储氢瓶仍存在一定的技术差距，伴随着国内储氢瓶技术的发展，国产 70MPa 的 IV 型储氢瓶有望迎来突破进展。另一方面，管道运输是实现氢气大规模、长距离运输的重要方式，能耗小且成本较低。但类似于天然气管网系统建设，输氢管道建设所需一次性投资较大，基建成本高昂且建设周期较长。相较于欧美国家已相对成熟的输氢管网系统，中国输氢管道

建设仍处于起步阶段。而在现有的天然气管网系统中混入氢气是初期管道输氢的主要探索方向。

非气态储运前景较大。由于高压气态储氢在长距离运输上不具优势，其运输成本对距离的敏感性高，因此为进一步提高储运效率、降低长距离储运成本，非气态储运技术的发展具备必要性。低温液态储运在中国主要应用于军事与航天工业，而在民用领域由于受到法规限制，目前无法得到应用。理论上液态氢密度远高于高压气态，单位容器能储存的低温液态储氢更多，大大提高运输效率，降低储运成本，氢气纯度也可以在液化过程中大大提高。液氢技术和装备的突破对氢能产业的可持续发展具有深远影响，民用领域的发力将推进国产化进程，对国内氢能产业布局具有重要意义。固态储运与有机液体储运原理类似，均是借助储氢材料进行储运。其中固态储运目前储氢密度较小，尚处于技术攻克阶段；有机液态储氢容量高，并且可以利用石油基础设施进行运输与加注，具有独一无二的安全性和运输便利性，未来发展前景较大。

根据中国氢能联盟测算，2020年气态卡车储运、液态卡车储运、管道运输的储运成本（包含加压、液化、封存等制备成本）分别为1.8、2.0、1.9美元/kg。预计在未来十年中，所有氢气配送途径的成本都将大幅下降，包括生产成本在内降幅约为60%，若仅考虑配送和零售成本，降幅约为70%。

图21：预计未来输氢成本将得到大幅下降



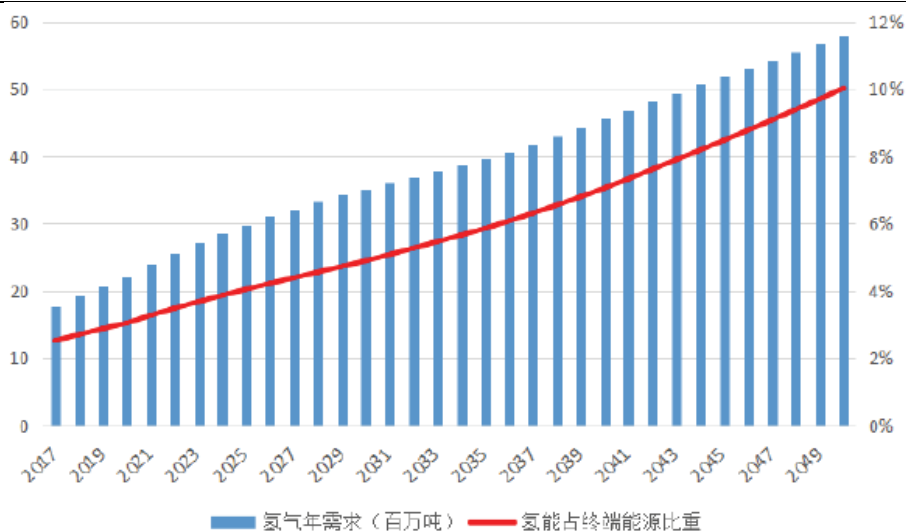
1. 气态卡车运输需先压缩，液态卡车运输需先液化，管道运输需先封存。
2. 气态卡车运输、液态卡车运输、管道运输
3. 假设欧洲平均蓝氢和绿氢生产成本（德国海上风电）

资料来源：中国氢能联盟

2.3、用氢：燃料电池发展前景较大，传统产业顺势转型

氢能的下游利用途径多种多样，主要包括交通运输领域以及冶金、化工等工业领域。其中交通领域是氢能消费的重要突破口，燃料电池车的发展前景较大，根据中国氢能联盟预测，到2050年中国氢气需求量将接近6000万吨，其中交通运输领域用氢可达2458万吨，占比约40%；工业领域，化工行业是当前主要用氢场景，而钢铁冶金行业或将贡献氢能消费增量，预计到2050年钢铁、化工领域氢能消费总量可超过1.6亿吨标准煤。

图22: 预计到2050年中国氢气需求量将接近6000万吨

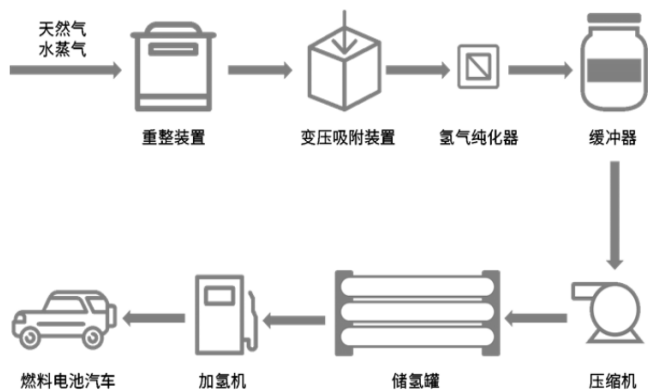


资料来源: 中国氢能联盟

2.3.1、加氢站: 氢能产业关键基础设施, 国内进入快速建设期

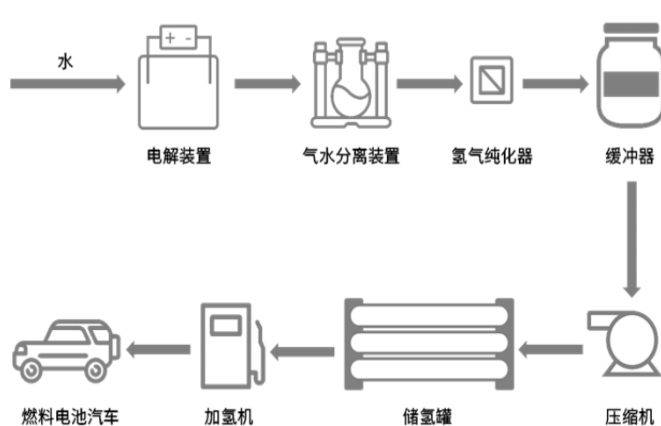
加氢站的主要技术路线有站内制氢技术和外供氢技术。欧美采用站内制氢的比例较国内多。站内加氢技术是用天然气或者其他原料在加氢站内自己制氢然后加注至燃料电池汽车中, 或者通过电解水制氢然后压缩, 再加注到氢能燃料电池汽车中。天然气重整制氢法由于设备便于安装、自动化程度较高, 且能够依托现有油气基础设施建设发展, 因而在站内制氢加氢站中应用最多, 因此在欧洲、美国, 站内制氢加氢站主要采用这种制氢方式。

图23: 天然气重整站加氢站流程与设备



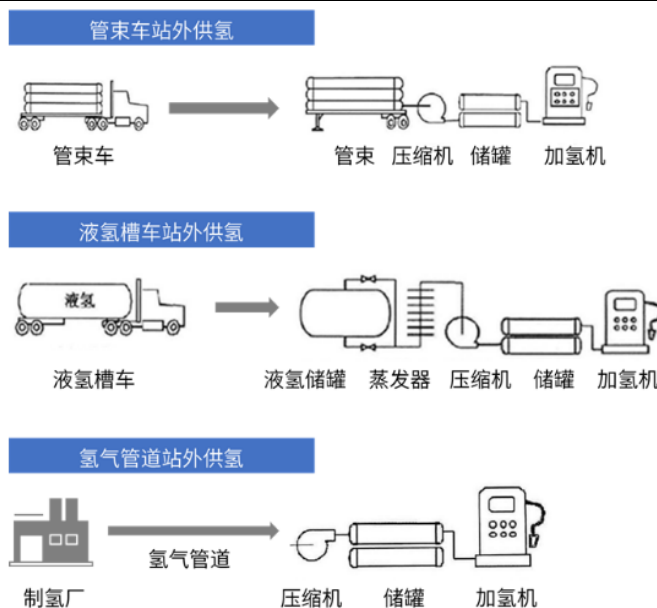
资料来源: 《加氢站工艺和运行安全》

图24: 电解水站内供氢流程与设备



资料来源: 《加氢站工艺和运行安全》

图25: 不同氢气来源下的站外供氢加氢园区流程与设备

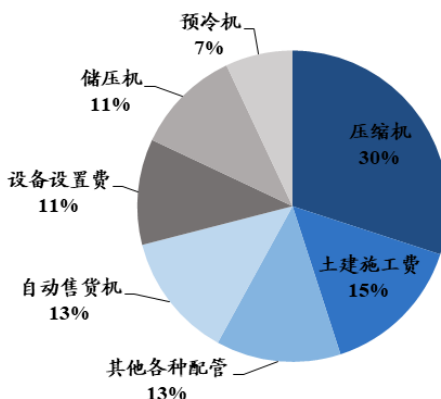


资料来源:《加氢站工艺和运行安全》

氢的储运方式是影响加氢站业态设计重点与技术难点。中国作为产氢大国，氢原料储备充足，但由于运输和储存条件苛刻，储运环节成为了氢产业链上的难关，也直接影响了加氢站的模式设计。根据氢气存储方式的不同，外供氢加氢站又可进一步分为高压气氢站和液氢站两大类。外供氢加氢站中的高压气氢站建设成本最低，是全球应用最广泛的加氢站模式，目前中国的加氢站均为高压气氢站。液氢储运加氢站主要分布在美国和日本，在中国也得到了初步探索，由中科富海和美国空气产品公司(Air Products)合作的首座液氢储运加氢站正在建设中。

压缩机是加氢站最主要成本。加氢站的主要设备包括：压缩机、储氢罐、加气机、泄气柱、管道、控制系统、氮气吹扫装置、监控装置等。其中压缩机、储氢罐、加气机为核心设备。压缩机成本在加氢站全部建设成本中占比约 30%。

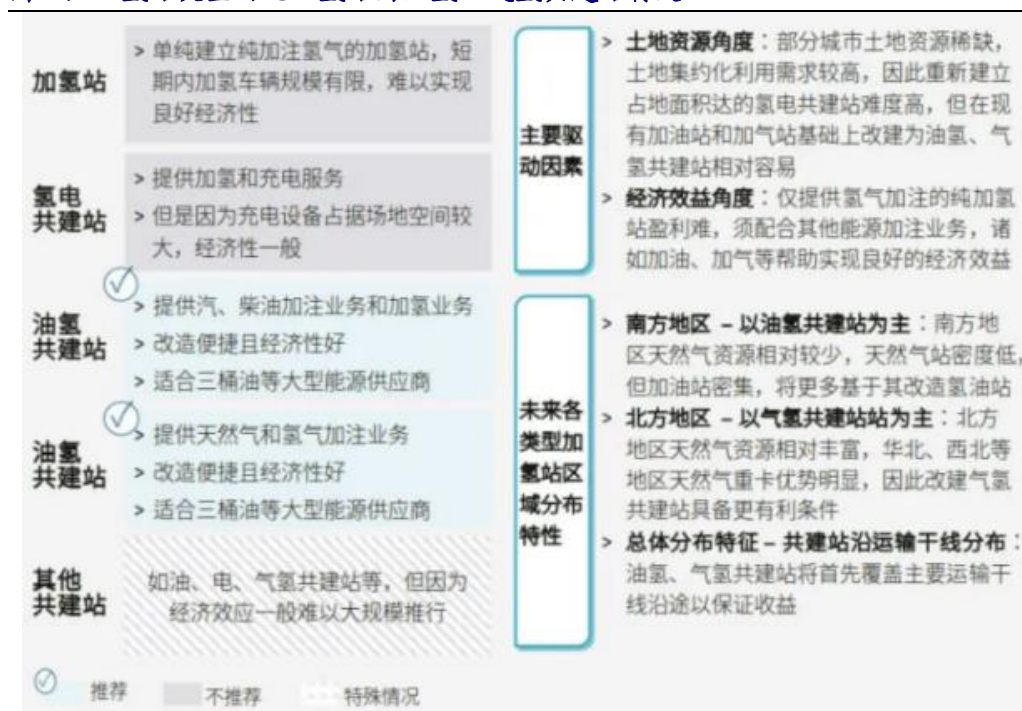
图26: 压缩机是加氢站最主要成本，占比约 30%



数据来源: 国际氢燃料汽车大会、开源证券研究所

油氢、气氢共建站经济性更好，是大规模的可行方案。基于目前单独的加氢站成本较高，氢气需求量相对较少，独立加氢站面临亏损的局面，单纯的加氢站建设较难实现大规模推行。而现有的油、气站在国内已经广泛分布，改造便捷且经济性好，综合性的油氢、气氢混合站可避免高额的土建成本，同时加氢业务在初期盈利性较弱，与油气服务结合可以形成经济效益的有效互补。因此，在氢能产业链发展初期，推行油氢、气氢站共建可在短期内更便捷快速地实现氢能基础设施的完善。我国多个省市也出台政策支持利用现有加油、加气站点网络改扩建加氢设施。以佛山为例，《佛山市氢能产业发展规划(2018—2030年)》中明确了“鼓励加氢站与加油站、加气站或充电桩合并设置”的原则。2019年7月1日，国内首座油氢合建站——中国石化佛山樟坑油氢合建站正式建成，日供氢能力为500kg。该油氢合建站采取加油、加氢、充电分区管理方式，是全国首座集油、氢、电能源供给及现代化综合服务于一体的新型网点。

图27: 加氢站类型由纯加氢站向油氢、气氢共建站转变



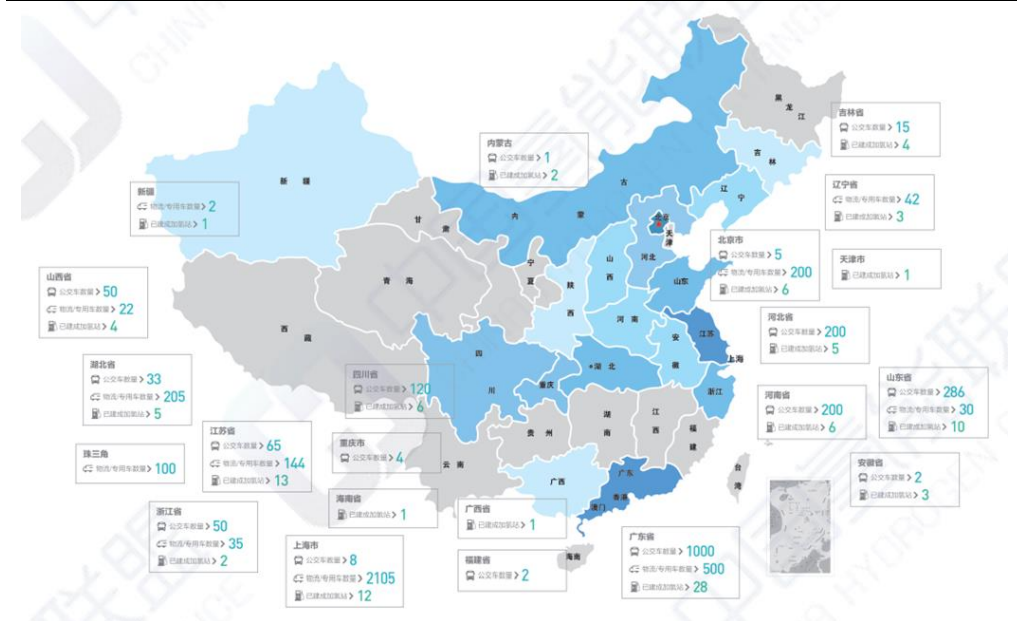
资料来源：百人会氢能中心

国内加氢站建设进入快速发展期。在国家层面积极的氢能发展战略指引下，近两年来各地纷纷出台氢能产业发展规划及实施方案，其中关于氢能基础设施建设相关的规划则重点提到加快加氢站的建设，并制定了具体的建设目标，国内加氢站建设进入了快速发展期。截至2020年底，我国国内累计建成加氢站118座，建成并运营加氢站101座，待运营17座，建设中和规划建设的加氢站约170座。

表4: 各地政府出台的氢能发展战略中明确指出加氢站建设的具体规划 (不限于以下省市)

发布时间	政策名称	地方	主要内容 (目标时间, 目标数量)
2019.04	《河北省推进氢能产业发展实施意见》	河北	2022, 加氢站 20; 2025, 加氢站 50; 2030, 加氢站 100
2019.05	《山西省新能源汽车产业 2019 年行动计划》	山西	2022, 加氢站 10; 2024, 加氢站 20
2019.08	《浙江省加快培育氢能产业发展的指导意见》	浙江	2022, 加氢站 30
2020.01	《天津市氢能产业发展行动方案 (2020-2022 年)》	天津	2022, 加氢站 10
2020.02	《佛山市南海区氢能产业发展规划 (2020-2035 年)》	佛山	2025, 加氢站 30; 2030, 加氢站 60
2020.03	《重庆市氢燃料电池汽车产业发展指导意见》	重庆	2022, 加氢站 10; 2025, 加氢站 15
2020.07	《广州氢能产业发展规划 (2019-2030 年)》	广州	2022, 加氢站 30; 2025, 加氢站 50
2020.09	《上海燃料电池汽车创新发展行动》	上海	2023, 加氢站 100
2021.4	《北京氢能产业发展实施方案 (2021-2025 年)》	北京	2023, 加氢站 37; 2025, 加氢站 74

资料来源: 各政府官网、开源证券研究所

图28: 截至 2019 年, 全国加氢站广泛布局, 进入快速建设阶段


资料来源: 中国氢能联盟

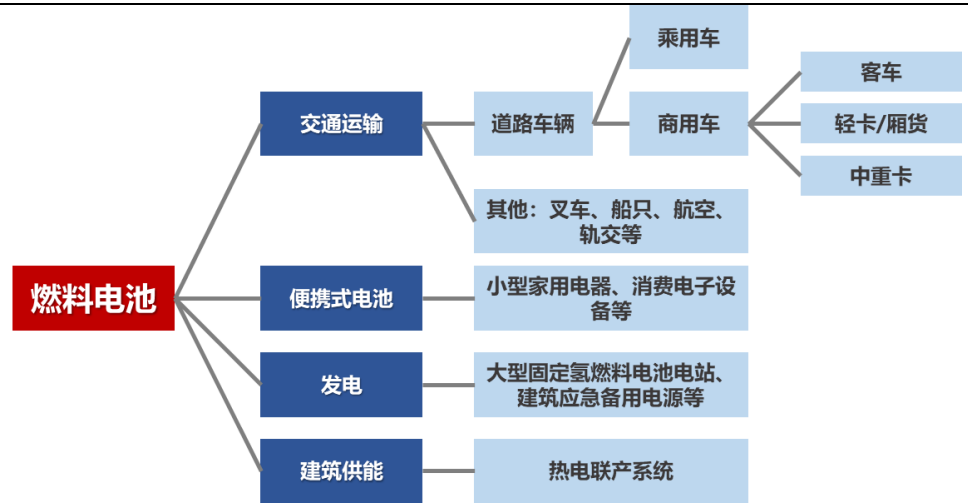
2.3.2、燃料电池: 氢能下游最关键应用, 商用车是短期发展重点

燃料电池是一种能量转化装置, 按照原电池工作原理, 等温的把贮存在燃料和氧化剂中的化学能直接转化为电能。从理论上讲, 只要连续供给燃料, 燃料电池便能连续发电, 已被誉为是继水力、火力、核电之后的第四代发电技术。燃料电池装置有助于实现氢能的移动化、轻量化和大规模普及, 在氢能下游应用领域发展潜力十足。

车用领域为核心应用, 商用车是发展重点。燃料电池下游应用十分广泛, 除了交通运输领域, 还包括便携式电池、发电、建筑储能以及工业、军事等领域。在氢能产业发展初期, 由于氢燃料电池系统成本性相对较高, 电堆功率较低等经济性与技术方面原因, 燃料电池对现有的电池设备替代性有限, 尚未能得到规模化的应用。但道路车辆与当前燃料电池发展方向相匹配, 预计氢燃料电池将以车用领域为核心应用。其中商用车存在较多相对固定路线的场景, 对加氢站等基础设施需求较少, 更适合当前燃料电池技术特点与产业基础, 因此商用车将成为氢燃料电池的主要发展重点。

由于氢燃料电池优势在高功率和高能量密度，在载重与续航方面的表现使得燃料电池客车、重卡等商用车与同为新能源的纯电车相比仍具优势，主要可适用以下三种应用场景：**(1) 固定路线**：便于配套加氢站等基础设施建设，如城市公交、港口、物流园区等固定路线的场景；**(2) 中长途干线**：里程在 400-800 公里左右重卡货车远程运输，可明显超过纯电车的续航上限；**(3) 高载重**：纯电车型由于电池能量密度提升空间有限，重卡匹配一定续航里程的电池会导致自重较大，而氢燃料电池车则不存在此类问题，同时高功率的优势也更能突出载重优势。

图29：氢燃料电池下游应用途径十分广泛



资料来源：百人会氢能中心、开源证券研究所

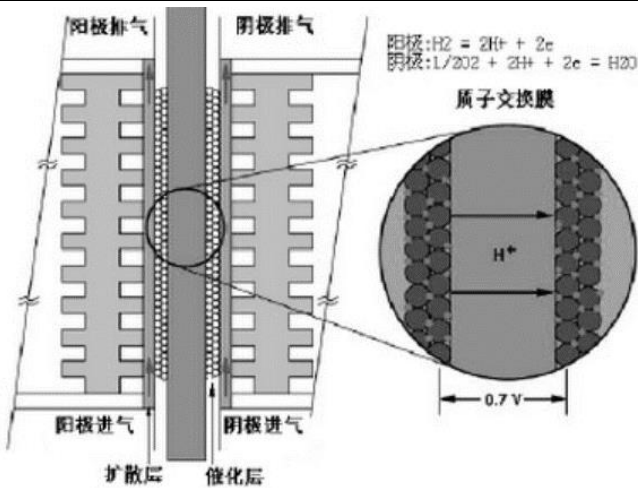
质子交换膜燃料电池是当前主流技术。燃料电池技术包括碱性燃料电池(AFC)、磷酸燃料电池(PAFC)、固体氧化物燃料电池(SOFC)、熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)以及质子交换膜燃料电池(PEMFC)。其中质子交换膜燃料电池具备工作温度低、启动快、比功率高等优势，适用于交通和固定式电源领域，目前已发展成为国内外主流的燃料电池技术。另外，固体氧化物燃料电池由于其能量转换效率高，中长期内在储能等领域具备发展空间。

表5：各类燃料电池技术性及优劣势对比：质子交换膜燃料电池是当前主流技术

	PEMFC	SOFC	PAFC	AFC	MCFC
燃料电池类型	质子交换膜燃料电池	固体氧化物燃料电池	磷酸燃料电池	碱性燃料电池	熔融碳酸盐燃料电池
电解质	聚合物膜	陶瓷氧化物	磷酸燃料电池	钾碱	碱碳酸盐
燃料	氢	氢气、天然气、甲醇	氢	氢	氢气、天然气、石油气
催化剂	铂	钙钛矿	铂	铂	镍
工作温度	50~90℃	600~1000℃	190~210℃	60~220℃	600~700℃
优势	<ul style="list-style-type: none"> · 功率密度大 · 重量轻、体积小 · 寿命长、成熟 · 温度低、启动快 	<ul style="list-style-type: none"> · 能量转换效率高 · 燃料相容性好 · 非贵金属催化剂 	<ul style="list-style-type: none"> · 技术非常成熟，最早引入商用 · 允许燃料存在一定杂质 	<ul style="list-style-type: none"> · 效率高 · 制造成本低 · 简易且技术成熟 	<ul style="list-style-type: none"> · 效率高 · 燃料相容性好
劣势	<ul style="list-style-type: none"> · 工艺复杂 · 需要适用专用燃料 	<ul style="list-style-type: none"> · 温度高 · 易受腐蚀 · 启动慢、寿命短 	<ul style="list-style-type: none"> · 体积大、效率低 · 寿命短 · 需要贵金属催化 	<ul style="list-style-type: none"> · 体积大 · 需要纯氢纯氧 · 易受 CO 中毒 	<ul style="list-style-type: none"> · 高温+电解质双重腐蚀性 · 启动慢、寿命短
核心应用场景	乘用车/商用车	储能/发电/建筑供能	储能/发电/建筑供能	储能/发电/建筑供能	储能/发电/建筑供能

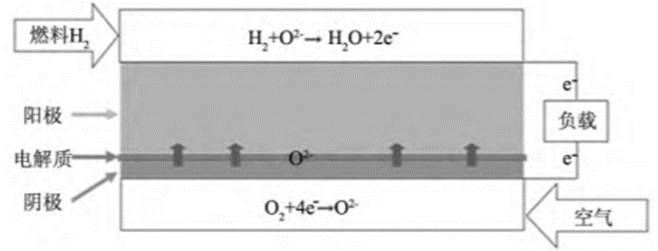
资料来源：百人会氢能中心、开源证券研究所

图30: 质子交换膜燃料电池工作原理示意



资料来源:《质子交换膜燃料电池的研究现状》

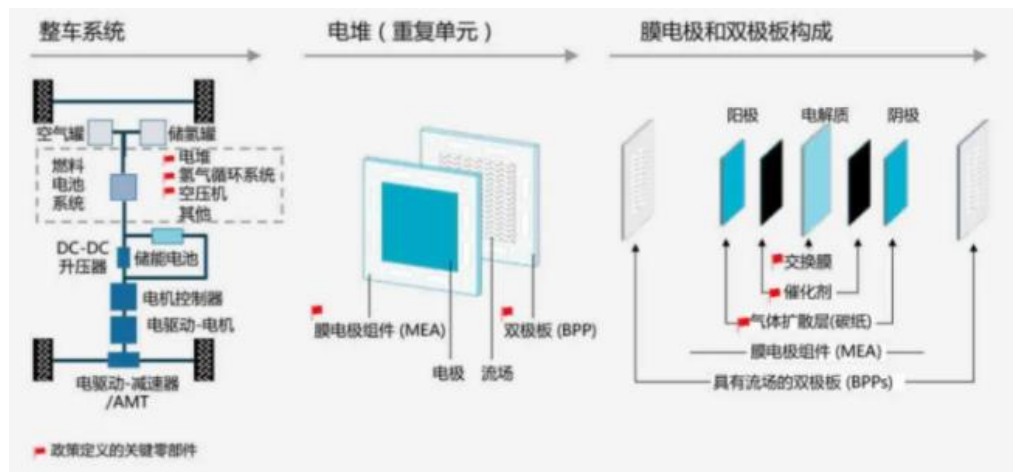
图31: 固体氧化物燃料电池工作原理示意



资料来源:《固体氧化物燃料电池的研究与进展》

电堆是燃料电池系统最核心的部件，由膜电极和双极板构成。电堆是燃料电池系统发生化学反应的场所，由多个单体电池以串联方式层叠组合而成。氢气与氧气通过一定比例分别通入电堆的阳极与阴极，化学反应生成水与电能。电堆的质量决定了燃料电池系统整体的功率密度。单体电池则是由将双极板与膜电极（催化剂、质子交换膜、碳纸/碳布）、密封垫片、集流板和端板组成。若干单体之间嵌入密封件，经前端与后端板压紧后用螺杆紧固拴牢，即构成燃料电池电堆。单体电池中，膜电极催化剂的催化性能、质子交换膜的传导性、碳纸/碳布的气体扩散性能，以及双极板的导电性等均是决定单体电池功率密度及效用的关键因素；同时，单体电池的一致性也决定了电堆的稳定性与可靠性。

图32: 电堆是燃料电池系统最为核心的部件

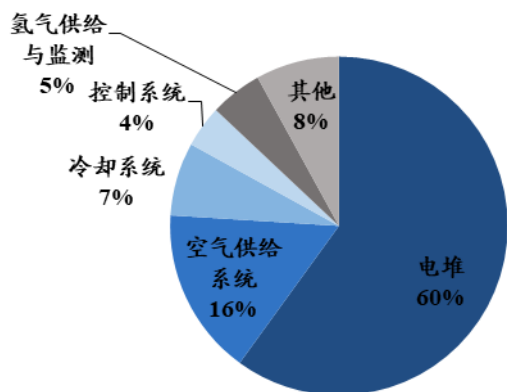


资料来源:百人会氢能中心

规模化与国产化将助力燃料电池系统成本下降。规模化是影响燃料电池系统成本下降的最关键因素，当前由于燃料电池产量及下游需求较小，根据中汽协数据，2020年燃料电池汽车产量仅1199辆，尚未能达到规模效应大幅摊薄成本的程度。根据百人会氢能中心预计，随着燃料电池规模化，上游原材料降本潜力可达70%以上。国产化方面，2017年燃料电池系统国产化率约30%，仅掌握系统集成、双极板和DC-DC等技术，其余主要依赖进口，从而导致电堆成本较高。近年来，在国家一系列重大项目的支持下，燃料电池技术国产化取得了一定进展，已初步掌握了电堆与关键

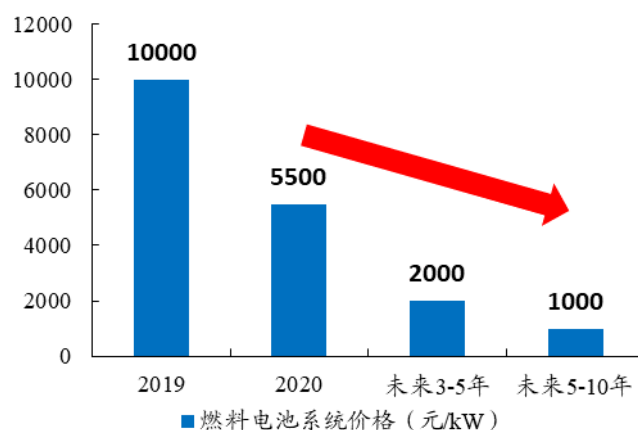
材料、动力系统与核心部件、整车集成等核心技术，膜电极、质子交换膜等已具备国产化能力，部分关键技术实验室水平已接近国际先进水平。2020年国产化率已达到60~70%。截至2020年，根据国鸿氢能 and 雄韬股份等公司新品发布会上的报价，国产电堆最低报价已下探至2000元/kW，对应燃料电池系统最低价格达到6000元/kW。国产电堆的规模化效应逐步释放，将有效降低燃料电池价格，促进燃料电池商用车与乘用车的推广。

图33: 电堆成本占燃料电池系统总成本约60%



数据来源: 美国能源部、开源证券研究所

图34: 预计未来5-10年燃料电池系统可降至1000元/kW



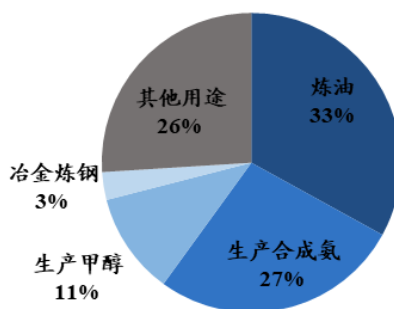
数据来源: 百人会氢能中心、开源证券研究所

2.3.3、工业用氢: 氢能助力传统工业低碳化转型

氢气在工业中的应用十分广泛，主要包括以下四大用途：炼油、生产合成氨、生产甲醇、冶金炼钢。截至2018年，在全球范围内四大途径耗氢量占比分别为33%、27%、11%、3%。在炼油过程中，氢气可用于去除原油中的杂质（如硫），并对稠油进行连化，小部分用于油砂和生物燃料的开发；合成氨与甲醇生产中，氢是其最终化学品分子结构的重要组成部分之一；而在钢铁生产过程中，可利用氢气替代焦炭作为主要还原剂对铁矿石进行还原生产钢铁。

当前工业用氢主要氢源为灰氢。为满足上述行业的需求所生产的氢气往往具有一定的商业规模，基本上是使用天然气、煤炭和石油等化石能源进行制备，因此会产生一定碳排放，对环境造成影响。

图35: 2018年工业用氢消耗量主要用于炼油、生产合成氨、生产甲醇、冶金炼钢

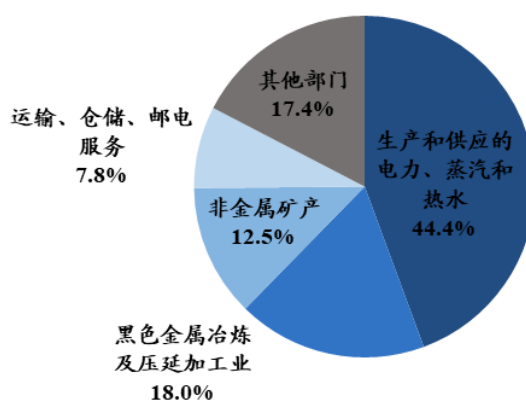


数据来源: IEA、开源证券研究所

炼油行业用氢需求增长，低碳氢替代空间较大。炼油厂将氢气用作原料、试剂和能量来源，全球每年在炼油行业需要消耗 3800 万吨氢气，占全球氢气需求量的 33%，其中约三分之二的氢气是通过炼油厂的配套专用设备生产，因而使用灰氢而生产的外排气体占炼油厂总气体排放量的 20%左右，年碳排放量达 2.3 亿吨。根据 IEA，未来炼油行业用氢需求将会持续增长，到 2030 年与空气污染物相关的标准将更为严格，从而会使炼油领域的氢气使用量提高 7%。因此，以更清洁的方式生产氢气对于减少炼油过程中碳排放至关重要，使用低碳氢替代原有的灰氢空间较大。考虑到资源优势以及经济性，目前炼厂氢气主要由天然气制备，因此 CCUS 技术的应用是实现其氢气低碳化的有效途径。由于炼油行业利润率较低且竞争相对激烈，对于成本的敏感性较大，因此大规模引入 CCUS 技术仍需依赖其成本的实质性下降。

氢能炼钢有望在长期内贡献氢能消费增量。传统的高炉炼铁通过焦炭燃烧提供还原反应所需要的热量并产生还原剂一氧化碳，将铁矿石还原得到铁，并产生大量二氧化碳气体排放。而氢能炼钢则利用氢气替代一氧化碳做还原剂，其还原产物仅有水，没有二氧化碳排放，因此可实现低碳或零碳炼钢。长期以来钢铁行业是碳排放量最大的工业部门之一，根据 IEA 数据，目前生产一吨粗钢平均产生约 1.4 吨碳排放；根据 CEADs 数据，2017 年中国钢铁行业产生碳排放量 16.8 亿吨，在全部碳排放量中占比达 18%，仅次于发电供热部门。因此，在碳中和背景下，使用氢能炼钢技术替代传统炼钢工艺具有较大潜力，也存在一定政策驱动的必要性。目前国内也逐步开始对氢能炼钢进行探索，如 2020 年河钢集团与卡斯特兰萨共同建设 120w 吨氢冶金示范性工程项目，该项目将使吨钢碳排放降至 125 公斤，预计于 2021 年底投产。当前由于规模化生产低碳氢或绿氢仍面临成本高昂的困境，同时氢能冶金工艺技术尚未完全成熟，目前尚不能得到大范围应用。伴随氢能成本持续下降以及技术的阶段性突破，氢能炼钢有望在长远未来贡献较大的氢能消费增量。

图36: 钢铁冶炼行业碳排放量占比达 18%，仅次于发电供热



数据来源：Wind、开源证券研究所

3、全球氢能势头迅猛，各国发展各行其道

目前全球氢能产业处于快速发展阶段，欧盟、日本、美国、澳大利亚、韩国等经济体和国家均出台相关政策，将发展氢能产业提升到国家（地区）战略高度，一批重大项目陆续启动，全球氢能产业市场格局进一步扩大。根据文章《全球氢能发展的四种典型模式及对我国的启示》，从不同国家发展氢能产业的出发点、侧重点、着力点等方面看，全球各国实践大致可总结为四大类型：**（1）德国模式**：把氢能作为深度脱碳的重要工具，法国、英国、荷兰等欧盟国家做法类似；**（2）日本模式**：把氢能作为新兴产业制高点，韩国做法类似；**（3）美国模式**：把氢能作为中长期战略技术储备，加拿大做法类似；**（4）澳大利亚模式**：把氢能作为资源出口创汇新增长点，新西兰、俄罗斯等国做法类似。

3.1、德国：氢能助力能源转型与深度脱碳

德国能源转型面临诸多问题，氢能助力实现深度脱碳。随着可再生能源装机容量和发电量的稳步提升，维护电力系统稳定性成为其头等挑战；为提升电力系统供应能力，德国增加了天然气发电，但由此需要从俄罗斯等国家进口更多天然气，导致能源对外依存度提升；能源转型使带来能源价格走高，能源转型面临越来越多的争议；碳减排进展不如预期，传统减排路径边际效益递减，急需挖掘更多减碳潜力。发展氢能可助力大规模消纳可再生能源，并实现“难以减排领域”的深度脱碳。电解水制氢技术发展迅速，规模提高、响应能力增强、成本下降，使其有望成为大规模消纳可再生能源的重要手段。围绕深度脱碳和促进能源转型，德国创新提出了电力多元化转换（Power-to-X）理念，致力于探索氢能的综合应用。现阶段，德国政府与荷兰等国正在开展深度合作，重点推广天然气管道掺氢，构建氢气天然气混合燃气供应网络。其中，依托西门子等公司在燃气轮机方面的技术优势，已开展了若干天然气掺氢发电、供热等示范项目。截至2019年年底，德国已有在建和运行的“P to G”（可再生能源制氢+天然气管道掺氢）示范项目50个，总装机容量超过55MW。此外，蒂森克虏伯集团已开展氢能炼钢示范项目，预计到2022年进入大规模应用阶段。

欧盟制定氢能具体发展目标。2020年欧盟委员会发布了《欧盟能源系统整合策略》和《欧盟氢能战略》，意在为欧盟设置新的清洁能源投资议程，以达成在2050年实现碳中和的目标，同时刺激相关就业，进一步刺激欧盟在后疫情时代的经济复苏。其中《欧洲氢能战略》将绿氢作为未来发展重点对象（主要依靠风能，太阳能生产氢），制定了三阶段发展目标：第一阶段为2020-2024年，在欧盟境内建成装机容量6GW的电解槽，可再生氢年产量超过100万吨，第二阶段2024-2030年，电解槽容量提升到40GW以上，可再生氢能源年产量可达到1000万吨，第三阶段2030-2050年，重点是氢能在能源密集产业的大规模应用，典型代表是钢铁和物流行业。

3.2、日本：氢能维护能源稳定，技术发展领先世界

日本能源安全形势严峻，急需优化能源进口格局和渠道。日本的能源结构高度倚重石油和天然气，二者占能源消费比重高达2/3，因为国内能源资源比较匮乏，95%以上的石油和天然气都需要进口。因此日本能源安全面临一定风险。2011年福岛核事故之后，日本核电发展受阻，能源对外依赖程度再度提升。因此，日本迫切需要寻找能源突破口，以摆脱其对于石油和天然气的依赖。而发展氢能可提升能源安全水平、分化能源供应中断及价格波动风险。氢能来源广泛，价格与油气的关联度不高，增加氢能进口和消费，能够在一定程度上分化油气价格同向波动对日本经济的影响。

日本是目前全球氢能应用开发最全面和最坚定的国家。早在 20 世纪 70 年代就开始氢燃料电池技术探索。2014 年在《能源基本计划》中将氢能定位为与电力和热能并列的核心二次能源，并提出建设“氢能社会”的愿景。先后发布《日本再复兴计划》、《能源基本计划》、《氢能基本战略》等相关文件，规划了实现氢能社会战略的技术路线，建立了全球领先的产业技术和能力储备。氢能应用场景广泛，涉及交通、家庭供电以及工业原料。日本氢能基本战略聚焦于车用和家用领域的应用。日本在技术、材料、设备等方面拥有非常明显的优势，尤其是已基本打通氢燃料电池产业链。经过多年耕耘，日本已在氢能领域打造出一批“隐形冠军”，如东丽公司的碳纤维、川崎重工的液氢储运技术和装备等。日本在氢能和燃料电池领域拥有的优先权专利占全球的 50% 以上，并在多个关键技术方面处于绝对领先地位。

根据 H2stations 数据，截至 2020 年底，日本在运营的加氢站约 142 座，燃料电池汽车保有量约 4000 辆，每座加氢站服务车辆约 30 辆。丰田、本田等企业主导推动日本氢燃料电池汽车的发展，根据丰田 2020 年财报，截至 2021 年 3 月，丰田 Mirai 的销量累计为 13963 辆。为了保证本土氢能供应，日本正在推进日本-文莱天然气制氢、日本-澳大利亚褐煤冶氢的海外船舶输氢项目，并于 2020 年 2 月完成福岛 10MW 级制氢装置的试运营，是目前全球最大的光伏制氢装置。

3.3、美国：页岩气拖慢发展节奏，技术储备仍受重视

页岩气革命对氢能形成挤出，但氢能仍是重要战略技术储备。页岩气革命是美国氢能发展战略被搁置的最主要原因。凭借具有经济、清洁、低碳优势的页岩气，美国已逐步实现能源独立和转型，而页岩气和氢能在应用端存在较多重合，对氢能形成了较大的挤出效应。早在 20 世纪 70 年代，美国政府就将氢能视为实现能源独立的重要技术路线，密集开展了若干行动和项目，但热度随着石油危机影响的消退而降温。2000 年前后氢能迎来了第二个发展浪潮。2002 年美国能源部（DOE）发布了《国家氢能路线图》，构建了氢能中长期愿景，启动了一批大型科研和示范项目，但后因页岩气革命和金融危机的冲击，路线图被搁置。在过去的 10 年中，美国能源部每年为氢能和燃料电池提供的支持资金从约 1 亿美元到 2.8 亿美元不等，根据 2019 年年底参议院、众议院通过的财政拨款法案，2020 年支持资金为 1.5 亿美元。总体来看，在近 50 年的时间里，尽管有起伏，但联邦政府将氢能视为重要战略技术储备的工作思路一直没有改变，持续鼓励科技研发使得美国能够保持在全球氢能技术的第一梯队。

2019 年，美国氢能与燃料电池协会发布《氢经济路线图》，重申美国将继续保持氢能领域技术优势地位；拟在交通、分布式发电、家用热电联产等多个领域扩大氢能在美国的规模化应用；提出 2030 年达到 530 万辆燃料电池车和 5600 个加氢站的目标。根据美国能源部报告数据，截至 2020 年底，美国在运营的加氢站 49 座，根据加州燃料电池合作伙伴的报告数据，截至 2020 年底美国燃料电池汽车保有量接近 9000 台，平均每座加氢站服务汽车接近 180 辆，加氢站利用率高。

3.4、澳大利亚：开拓出口新渠道，致力打造氢能供应基地

澳大利亚一直是全球最主要的资源出口国，同时资源出口也是其最重要的经济增长引擎。在煤炭方面，长期以来澳大利亚在全球煤炭贸易中占比超过 1/3，主要目标市场集中在东北亚地区，然而近几年主要进口国家相继开展减煤控煤行动，中国作为澳洲煤炭最大买家已于 2020 年限制澳煤进口，因此澳洲煤炭出口前景暗淡。除此之外，澳大利亚在铁矿石、液化天然气等出口方面创收能力也在弱化。因此，出于

经济可持续发展考虑，澳大利亚政府急需找准新兴市场需求，拓宽出口渠道。

2019年11月，澳大利亚政府发布了《国家氢能战略》，确定了15大发展目标、57项联合行动，力争到2030年成为全球氢能产业的主要参与者。打造全球氢气供应基地是澳大利亚发展氢能的重要战略目标。澳大利亚正积极推动与日、韩等国的氢气贸易，签订氢气供应协议，同时与相关企业开展联合技术创新，完善氢能供应链，扩大供应能力、降低成本。如澳大利亚政府与氢能供应链技术研究协会（HySTRA，由川崎、岩谷、电力开发有限公司和壳牌石油日本分公司组成）合作组成联合技术研究组，开展褐煤制氢、氢气长距离输送、液氢储运等一系列试点项目。

4、“碳中和”时代来临，氢能发展获政策大力支持

4.1、氢能产业发展政策力度加大

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。同时在碳中和政策背景下，各个省份均在“十四五”规划当中强调积极发展清洁能源利用（见附表），推动碳达峰、碳中和行动，从长期目标来看氢能产业的发展是其中关键之一。燃料电池车方面，中国自2001年起确立了“863计划电动汽车重大专项”项目，确定了三纵三横战略，以纯电动、混动和燃料电池汽车为三纵，以多能源动力总成控制、驱动电机和动力蓄电池为三横。随着燃料电池产业发展逐渐成熟，中国在燃料电池领域的规划纲要和战略定调已经出现苗头，支持力度逐渐加大。在2019年政府工作报告里，有一条“推动充电、加氢等设施建设”，这是氢能源首次写入《政府工作报告》，氢燃料电池的发展进入新的阶段；2020年9月，财政部、发改委等五部门联合印发燃料电池示范应用通知，并进一步明晰了对燃料电池汽车商用及氢能供应的奖励。

表6：国家将氢能源纳入能源范畴并制定了宏观上具体的发展规划

时间	政策名称	发布单位	主要内容
2017.01	《能源发展“十三五”规划》	国家发改委、国家能源局	集中攻关新型高效电池储能、氢能和燃料电池
2019.03	《国务院关于落实（政府工作报告）重点工作部门分工的意见》	国务院	支持推动充电、加氢等设施建设，使制约氢燃料电池产业发展的加氢站建设工作有相对明确的管理
2020.04	《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》	国家能源局	将氢能列入能源范畴
2020.06	《2020年能源工作指导意见》	国家能源局	推动储能、氢能技术进步与产业发展
2020.09	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	国家能源局	规划了氢燃料电池汽车的补贴政策
2020.1	《节能与新能源汽车技术路线图 2.0》	工业和信息化部、中国汽车工程学会编制	到2025年，氢燃料电池车保有量达到10万辆，到2035年，保有量达到100万辆。各地政府也针对氢能产业链制定补贴政策
2020.11	《新能源汽车产业发展规划（2021-2035年）》	国务院办公厅	（1）实施新能源汽车基础技术提升工程。突破车用级芯片、车用操作系统、新型电子电气架构、高效高密度驱动电机系统等关键技术和产品，攻克氢能储运、加氢站、车载储氢等氢燃料电池汽车应用支撑技术。（2）有序推进氢

时间	政策名称	发布单位	主要内容
			燃料供给体系建设
2021.4	《加氢站技术规范》	住房和城乡建设部	《加氢站技术规范》局部修订
预计 2021年下半年	《氢能项目示范城市群》	财政部等5部门	拟将北京、上海、广东、河北、河南等地纳入 燃料电池汽车示范应用城市群

资料来源：各政府官网、开源证券研究所

各地政府积极出台氢能产业发展规划。地方政策出台较多的区域主要集中在北京、上海、广东、河北、山东等区域，主要聚焦在氢燃料汽车（主要为城市公交大巴和物流车）的推广、燃料电池核心技术研发、加氢基础设施建设以及氢能示范城区的打造。

表7：国内多数省份出台政策支持氢能产业链发展

发布时间	政策名称	地方	主要内容
2019.04	《河北省推进氢能产业发展实施意见》	河北省	2022，加氢站 20，商用车 2500 2025，加氢站 50，燃料电池汽车 10000 2030，加氢站 100，燃料电池汽车 50000
2019.05	《山西省新能源汽车产业 2019 年行动计划》	山西省	2022，加氢站 10，公交线路 300 条 2024，加氢站 20，公交车 7500 台
2019.06	《氢能张家口建设规划 2019-2035》	河北省张家口	2021 年，燃料电池车辆累计 2000 量
2019.07	《张家口市支持氢能产业发展的十条措施》	河北省张家口	财政奖励、优惠电价、用电保障
2019.08	《浙江省加快培育氢能产业发展的指导意见》	浙江省	2022，燃料电池汽车产能 1000 辆，燃料发动机产量 1 万台，加氢站 30 座，氢能产值 100 亿元
2020.01	《天津市氢能产业发展行动方案（2020-2022 年）》	天津市	加氢站 10，燃料电池车 1000 辆，氢能产值 150 亿元
2020.02	《佛山市南海区氢能产业发展规划（2020-2035 年）》	广东省佛山市	2025 年，氢能汽车产能 30000 辆/年，加氢站 30； 2030 年，氢能汽车产能 50000 辆/年，加氢站 60
2020.03	《重庆市氢燃料电池汽车产业发展指导意见》	重庆市	2022 年，加氢站 10，商用车 800； 2025 年，加氢站 15，商用车 1500
2020.06	《山东省氢能产业中长期发展规划（2020—2030 年）》	山东省	打造氢能产业园
2020.07	《广州氢能产业发展规划（2019-2030）》	广东省广州市	2022 年，加氢站 30，燃料电池汽车 3000，产值 200 亿； 2025 年，加氢站 50，产值 600 亿，1-2 家营业收入过 50 亿
2020.09	《上海燃料电池汽车创新发展行动》	上海市	2023 年，加氢站 100，燃料电池汽车 10000，产值近 1000 亿
2020.09	《关于促进氢能产业高质量发展若干意见的实施细则（成都）》	四川省成都市	给与加氢站运营补贴（最高 500 万） 给与燃料电池、零部件企业补贴（最高 1000 万）
2020.09	《六安市氢能产业发展规划（2020-2025 年）》	安徽省六安市	2025 年，燃料电池电堆产能 8000 台/年，产值 100 亿
2021.4	《河南省推进新型基础设施建设行动计划（2021—2023 年）》	河南省	推动加氢站建设，开展油、气、电、氢综合供给服务
2021.4	《关于实施工业倍增行动奋力实现工业大突破的意见》	贵州省	布局发展以氢能产业为代表的十亿级战略性新兴产业集群
2021.4	《北京氢能产业发展实施方案（2021-2025 年）》	北京市	2023 年，加氢站 37，燃料电池汽车 3000，产值 500 亿； 2025 年，加氢站 74，燃料电池汽车 10000，产值 1000 亿

资料来源：各政府官网、开源证券研究所

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

4.2、“以奖代补”，补贴政策扶持燃料电池发展

随着燃料电池技术的进步，我国正在实施各种财政政策补贴扶持燃料电池汽车商业化发展。2020年9月起，我国对氢燃料电池汽车开始为期4年的“以奖代补”政策，对入围示范的城市群，按照其目标完成情况拨付奖励资金。具体而言，有以下几个特点：

(1) 补贴领域：燃料电池汽车的推广+氢能供应，利好燃料电池核心零部件国产化。燃料电池汽车推广方面，除了对整车进行奖励，同时对国产的电堆、膜电极、质子交换膜、碳纸、催化剂等燃料电池关键核心零部件环节进行积分奖励，促进零部件的国产化替代。氢能供应方面，主要对车用氢气实际加注量给予积分奖励，其中，绿氢的补贴额高于灰氢。

(2) 补贴方式：“以奖代补”，而非大面积补贴。氢燃料电池汽车的补贴将由面向全国大范围式的购置补贴方式，转为面向入围城市群的燃料电池汽车商用补贴。同时，补贴需项目完成并达标后，经专家评审通过，对示范城市予以奖励。

(3) 补贴额度：对入选城市群，每个城市群最多获17亿奖励。补贴采用积分制，对获批的城市群组，燃料电池汽车的商业应用补贴上限为15亿元，氢能供应补贴上限为2亿元。

5、多个降本潜力点，氢能平价可期

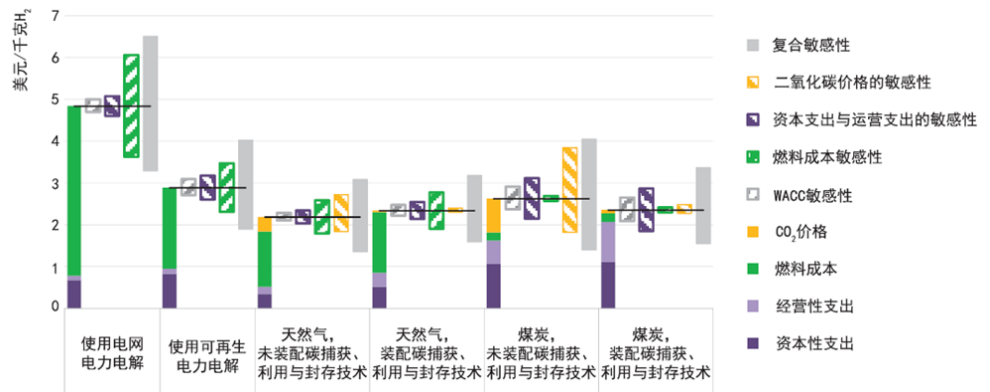
一直以来，经济性是氢能商业化面临的巨大挑战，实现氢能成本的下降以及氢能平价应用对于整个氢能产业的发展至关重要。除了上文第二章具体提到的各环节关键性技术性的降本潜力点以外，低/零碳氢能实现平价的途径还包括以下几个方面：

全产业链的规模化是降本最大动力。在不考虑技术突破影响的情况下，扩大规模是降低氢能应用成本的最大驱动力。在非运输行业，氢能供应的成本占全产业链周期成本的70%以上，根据国际氢能委员会预测，预计到2030年，低碳氢能的交付成本将大幅下降，降幅比例预计可达60%，这将主要得益于可再生能源发电成本的下降以及电解槽设备的制造规模扩大；在运输行业，终端应用设备生产规模扩大将带来高达70%的成本削减，包括燃料电池、储氢罐等，大规模的工业化组件生产和车辆集成，将在规模扩大初期使车辆的总体拥有成本降低一半，其中设备生产规模因素将贡献其中的70%。同时加氢站等配套基础设施的规模化普及也对终端氢能应用的成本下降起到关键作用。发展的关键问题由发展来解决，当前氢能产业发展初期的高成本问题有望在进一步推广氢能产业链规模化进程中实现平价。

CCUS 技术应用对于制氢环节的降本较为关键。化石能源制氢的低碳化离不开CCUS技术的应用，我国CCUS项目的捕集技术已经比较成熟，地质利用和封存部分核心技术也取得了重大突破。二氧化碳驱油提高石油采收率等已进入商业化应用初期阶段，但经济成本仍是制约我国CCUS规模化发展的关键。目前CCUS示范工程投资额都在数亿元人民币的规模，投资主体基本是国内大型能源集团，全流程初始投资及维护成本之和每吨CO₂超千元，其中捕集过程成本约200-300元/吨CO₂，低浓度二氧化碳捕集成本更高达近900元/吨。罐车运输成本约0.9-1.4元/吨公里。驱油封存技术成本差异较大，但因驱油封存可以提高石油采收率，补偿CCUS成本。伴随CCUS成本的持续下降，煤制氢、工业副产氢等我国主要制氢技术可以在实现低碳化的同时实现经济效益，对制氢成本的下降潜力较大。另一方面，短期内CCUS的经济性与成本竞争力与可再生能源制氢成本也有一定关系，短期内可再生能源制

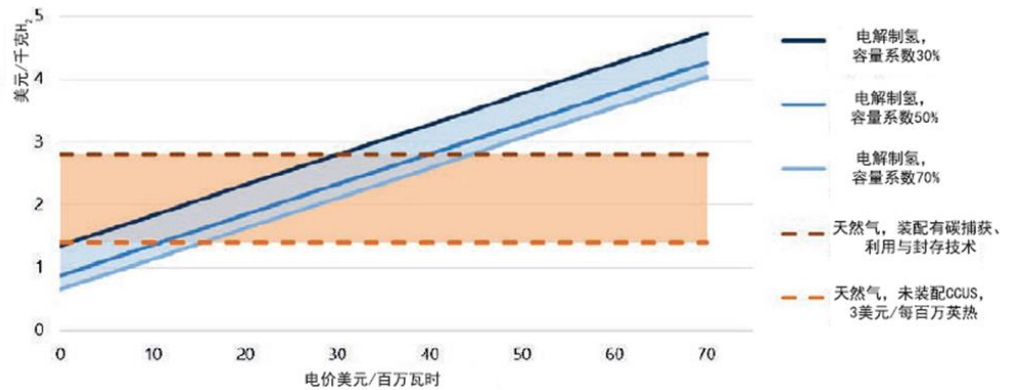
氢成本降幅较小的情况下，煤制氢与天然气制氢应用 CCUS 技术实现低碳制氢仍可能具备竞争性。

图37: CCUS 技术应用对于制氢环节的降本较为关键



资料来源：IEA

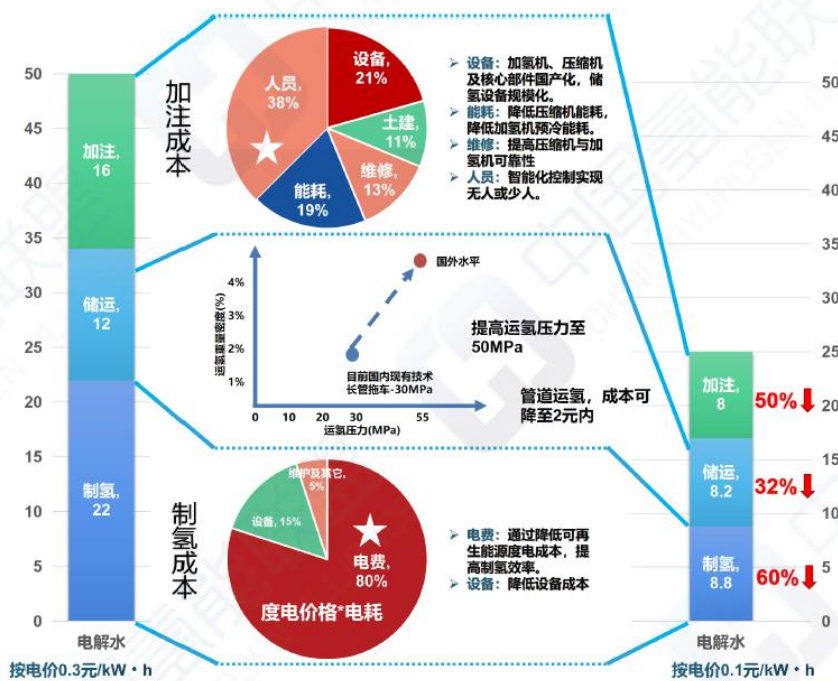
图38: 天然气制氢（装配 CCUS）在高电价情况下仍具备一定经济性



资料来源：IEA

大规模管网与加氢站建设是氢能供应链环节的降本关键。 **管网建设：** 无论从煤制氢还是可再生能源制氢角度来看，中国氢能资源更多的向西部地区集中，而随着燃料电池车产业发展，氢能的主要消费区域集中在东部及南部沿海地区。因此氢能长距离运输的经济性决定了终端氢能的成本表现，大规模的氢气管网建设是降本关键之一。当前我国氢气管网长度仅以百公里为单位，相较于美国 2400 公里输氢管道长度仍有较大差距，因此实现管网建设仍有较大空间，同时对于运输环节降本作用也十分显著。根据《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》预计，到 2030 年我国将建成 3000 公里以上氢气长输管道。目前国内外低压氢气管道运输尚处于初步发展阶段，要突破成本制约，除建设纯氢管道运输之外，还可以在天然气管网中掺混含量不大于 20% 的氢气，运输结束后再对混合气体进行氢气提纯。目前，该运输方式已经具有良好的经济性与安全性。**加氢站建设：** 加氢站是加氢成本中占比最高的部分，约占总配送和零售成本的 70%，其成本较高的原因在于燃料电池汽车数量有限，导致加氢站使用率普遍较低。通过氢能需求量的提升以及加氢站规模的扩大，该环节成本有望下降约 80%，从 2020 年约 5~6 美元/千克下降至 2030 年的约 1~1.5 美元/千克，其中利用率提升、加氢站规模扩大、设备制造工业化分别可使成本下降 2、1、0.8 美元/千克。根据国际氢能委员会预计，到 2030 年，加氢端口成本将低于 5 美元/千克，其中配送和零售成本有望实现 70% 降幅。

图39: 全产业链氢能降本示意图



资料来源: 中国氢能联盟

6、投资建议

氢能是公认的清洁能源,也是21世纪最具有发展前景的二次能源,具有清洁低碳、高热值、高转化率等多方面优势。在碳中和背景下,我国能源结构将逐渐由化石能源为主导向清洁能源过渡,氢能的发展对于能源领域节能减排、深度脱碳、提高利用效率有着不可或缺的作用。氢能产业链涉及广泛,包含上游制氢、中游储运氢及下游用氢等众多环节,在工业、交通、建筑与发电等多个领域逐渐渗透。当前我国氢能尚处于快速发展的初期阶段,在政策的大力支持下,氢能行业在未来具备广阔的发展前景。受益标的:积极发展光伏发电电解水制氢的宝丰能源(绿氢);布局丙烷脱氢的卫星石化、东华能源、金能科技(灰氢);布局氢能产业链的美锦能源、中国旭阳集团。

表8: 受益标的盈利及估值预测

证券代码	证券简称	总市值 (亿元)	归母净利润(亿元)			PE	PB	评级		
			2021/6/23	2020A	2021E				2022E	
600989.SH	宝丰能源	1,049	46.2	65.3	80.6	22.7	16.1	13.0	3.82	买入
002648.SZ	卫星石化	609	16.6	33.9	42.2	36.7	17.9	14.4	4.21	买入
002221.SZ	东华能源	184	12.1	18.5	22.3	15.2	9.9	8.2	1.74	买入
603113.SH	金能科技	150	8.9	17.6	21.9	16.9	8.5	6.8	1.80	买入
000723.SZ	美锦能源	299	7.0	24.2	25.5	42.4	12.4	11.7	2.80	未评级
1907.HK	中国旭阳集团	246	17.0	36.0	41.4	14.5	6.8	5.9	2.47	未评级

数据来源: Wind、开源证券研究所

注: 表中已评级标的盈利及估值数据来自于开源证券研究所预测, 未评级标的的数据来自于Wind一致预期

7、风险提示

氢能成本下降不及预期;

氢能下游需求增长不及预期;

产业链关键技术瓶颈难突破;

产业无序竞争与产能过剩风险。

附表 1: 全国各省（市、自治区）“十四五”碳达峰、碳中和政策规划汇总

省/市/自治区	“十四五”碳达峰、碳中和政策规划
北京	<p>“十四五”发展目标与任务: 碳排放稳中有降，碳中和迈出坚实步伐，为应对气候变化做出北京示范。</p> <p>2021 年重点任务: 坚定不移打好污染防治攻坚战。加强细颗粒物、臭氧、温室气体协同控制，突出碳排放强度和总量“双控”，明确碳中和时间表、路线图。</p>
天津	<p>“十四五”发展目标与任务: 扩大绿色生态空间，强化生态环境治理，推动绿色低碳循环发展，完善生态环境保护机制体制。</p> <p>2021 年重点任务: 加快实施碳排放达峰行动。制定实施碳排放达峰行动方案，持续调整优化产业结构、能源结构，推动钢铁等重点行业率先达峰和煤炭消费尽早达峰，大力发展可再生能源，推进绿色技术研发应用。积极对接全国碳排放权交易市场，完善能源消费双控制度，协同推进减污降碳，实施工业污染排放双控，推动工业绿色转型。</p>
上海	<p>“十四五”发展目标与任务: 坚持生态优先、绿色发展，加大环境治理力度，加快实施生态惠民工程，使绿色成为城市高质量发展最鲜明的底色。</p> <p>2021 年重点任务: 启动第八轮环保三年行动计划。制定实施碳排放达峰行动方案，加快全国碳排放权交易市场建设。</p>
内蒙古	<p>“十四五”发展目标与任务: 建设国家重要能源和战略资源基地、农畜产品生产基地，打造我国向北开放重要桥头堡，走出一条符合战略定位、体现内蒙古特色，以生态优先、绿色发展为导向的高质量发展新路子。</p> <p>2021 年重点任务: 做好碳达峰、碳中和工作，编制自治区碳达峰行动方案，协同推进节能减污降碳。做优做强现代能源经济，推进煤炭安全高效开采和清洁高效利用，高标准建设鄂尔多斯国家现代煤化工产业示范区。</p>
新疆	<p>“十四五”发展目标与任务: 力争到“十四五”末，全区可再生能源装机规模达到 8240 万千瓦，建成全国重要的清洁能源基地。立足新疆能源实际，积极谋划和推动碳达峰、碳中和工作，推动绿色低碳发展。</p> <p>2021 年重点任务: 着力完善各等级电压网架，加快 750 千伏输变电工程建设，推进“疆电外送”第三通道建设，推进阜康 120 万千瓦、哈密 120 万千瓦抽水蓄能电站建设，推进农村电网改造升级，提高供电可靠性。</p>
河北	<p>“十四五”发展目标与任务: 制定实施碳达峰、碳中和中长期规划，支持有条件市县率先达峰。开展大规模国土绿化行动，推进自然保护地体系建设，打造塞罕坝生态文明建设示范区。强化资源高效利用，建立健全自然资源资产产权制度和生态产品价值实现机制。</p> <p>2021 年重点任务: 推动碳达峰、碳中和。制定省碳达峰行动方案，完善能源消费总量和强度“双控”制度，提升生态系统碳汇能力，推进碳汇交易，加快无煤区建设，实施重点行业低碳化改造，加快发展清洁能源，光电、风电等可再生能源新增装机 600 万千瓦以上，单位 GDP 二氧化碳排放下降 4.2%。</p>
山西	<p>“十四五”发展目标与任务: 绿色能源供应体系基本形成，能源优势特别是电价优势进一步转化为比较优势、竞争优势。</p> <p>2021 年重点任务: 实施碳达峰、碳中和山西行动。把开展碳达峰作为深化能源革命综合改革试点的牵引举措，研究制定行动方案。</p>
辽宁	<p>“十四五”发展目标与任务: 围绕绿色生态，单位地区生产总值能耗、二氧化碳排放达到国家要求。围绕安全保障，提出能源综合生产能力达到 6133 万吨标准煤。</p> <p>2021 年重点任务: 开展碳排放达峰行动。科学编制并实施碳排放达峰行动方案，大力发展风电、光伏等可再生能源，支持氢能规模化应用和装备发展。建设碳交易市场，推进碳排放权市场化交易。</p>
吉林	<p>“十四五”发展目标与任务: 巩固绿色发展优势，加强生态环境治理，加快建设美丽吉林。</p> <p>2021 年重点任务: 启动二氧化碳排放达峰行动，加强重点行业和重要领域绿色化改造，全面构建绿色能源、绿色制造体系，建设绿色工厂、绿色工业园区，加快煤改气、煤改电、煤改生物质，促进生产生活方式绿色转型。</p>
黑龙江	<p>“十四五”发展目标与任务: 要推动创新驱动发展实现新突破，争当共和国攻破更多“卡脖子”技术的开拓者。</p> <p>2021 年重点任务: 落实碳达峰要求。因地制宜实施煤改气、煤改电等清洁供暖项目，优化风电、光伏发电布局。建立水资源刚性约束制度。</p>
江苏	<p>“十四五”发展目标与任务: 大力发展绿色产业，加快推动能源革命，促进生产生活方式绿色低碳转型，力争提前实现碳达峰，充分展现美丽江苏建设的自然生态之美、城乡宜居之美、水韵人文之美、绿色发展之美。</p> <p>2021 年重点任务: 制定实施二氧化碳排放达峰及“十四五”行动方案，加快产业结构、能源结构、运输结构和农业</p>

省/市/自治区	“十四五”碳达峰、碳中和政策规划
	投入结构调整, 扎实推进清洁生产, 发展壮大绿色产业, 加强节能改造管理, 完善能源消费双控制度, 提升生态系统碳汇能力, 严格控制新上高耗能、高排放项目, 加快形成绿色生产生活方式, 促进绿色低碳循环发展。
浙江	<p>“十四五”发展目标与任务: 推动绿色循环低碳发展, 坚决落实碳达峰、碳中和要求, 实施碳达峰行动, 大力倡导绿色低碳生产生活方式, 推动形成全民自觉, 非化石能源占一次能源比重提高到 24%, 煤电装机占比下降到 42%。</p> <p>2021 年重点任务: 启动实施碳达峰行动。编制碳达峰行动方案, 开展低碳工业园区建设和“零碳”体系试点。大力调整能源结构、产业结构、运输结构, 大力发展新能源, 优化电力、天然气价格市场化机制, 落实能源“双控”制度, 非化石能源占一次能源比重提高到 20.8%, 煤电装机占比下降 2 个百分点; 加快淘汰落后和过剩产能, 腾出用能空间 180 万吨标煤。加快推进碳排放权交易试点。</p>
安徽	<p>“十四五”发展目标与任务: 强化能源消费总量和强度“双控”制度, 提高非化石能源比重, 为 2030 年前碳排放达峰赢得主动。</p> <p>2021 年重点任务: 制定实施碳排放达峰行动方案。严控高耗能产业规模和项目数量。推进“外电入皖”, 全年受进区外电 260 亿千瓦时以上。推广应用节能新技术、新设备, 完成电能替代 60 亿千瓦时。推进绿色储能基地建设。建设天然气主干管道 160 公里, 天然气消费量扩大到 65 亿立方米。扩大光伏、风能、生物质能等可再生能源应用, 新增可再生能源发电装机 100 万千瓦以上。提升生态系统碳汇能力, 完成造林 140 万亩。</p>
福建	<p>“十四五”发展目标与任务: 深入贯彻习近平生态文明思想, 持续实施生态省战略, 围绕碳达峰、碳中和目标, 全面树立绿色发展导向, 构建现代环境治理体系, 努力实现生态环境更优美。</p> <p>2021 年重点任务: 创新碳交易市场机制, 大力发展碳汇金融。开发绿色能源, 完善绿色制造体系, 加快建设绿色产业示范基地, 实施绿色建筑创建行动。促进绿色低碳发展。制定实施二氧化碳排放达峰行动方案, 支持厦门、南平等地率先达峰, 推进低碳城市、低碳园区、低碳社区试点。</p>
山东	<p>“十四五”发展目标与任务: 打造山东半岛“氢动走廊”, 大力发展绿色建筑。降低碳排放强度, 制定碳达峰碳中和实施方案。</p> <p>2021 年重点任务: 加快建设日照港岚山港区 30 万吨级原油码头三期工程。抓好沂蒙、文登、潍坊、泰安二期抽水蓄能电站建设。压减一批焦化产能。严格执行煤炭消费减量替代办法, 深化单位能耗产出效益综合评价结果运用, 倒逼能耗产出效益低的企业整合出清。推进青岛中德氢能产业园等建设。</p>
河南	<p>“十四五”发展目标与任务: 构建低碳高效的能源支撑体系, 实施电力“网源储”优化、煤炭稳产增储、油气保障能力提升、新能源提质工程, 增强多元外引能力, 优化省内能源结构。持续降低碳排放强度, 煤炭占能源消费总量比重降低 5 个百分点左右。</p> <p>2021 年重点任务: 大力推进节能降碳。制定碳排放达峰行动方案, 探索用能预算管理和区域能评, 完善能源消费双控制度, 建立健全用能权、碳排放权等初始分配和市场化交易机制。</p>
湖北	<p>“十四五”发展目标与任务: 推进“一主引领、两翼驱动、全域协同”区域发展布局, 加快构建战略性新兴产业引领、先进制造业主导、现代服务业驱动的现代产业体系, 建设数字湖北, 着力打造国内大循环重要节点和国内国际双循环战略链接。</p> <p>2021 年重点任务: 研究制定省碳达峰方案, 开展近零碳排放示范区建设。加快建设全国碳排放权注册登记结算系统。大力发展循环经济、低碳经济, 培育壮大节能环保、清洁能源产业。推进绿色建筑、绿色工厂、绿色产品、绿色园区、绿色供应链建设。加强先进适用绿色技术和装备研发制造、产业化及示范应用。</p>
湖南	<p>“十四五”发展目标与任务: 落实国家碳排放达峰行动方案, 调整优化产业结构和能源结构, 构建绿色低碳循环发展的经济体系, 促进经济社会发展全面绿色转型。加快构建产权清晰、多元参与、激励约束并重的生态文明制度体系。</p> <p>2021 年重点任务: 加快推动绿色低碳发展。发展环境治理和绿色制造产业, 推进钢铁、建材、电镀、石化、造纸等重点行业绿色转型, 大力发展装配式建筑、绿色建筑。支持探索零碳示范创建。</p>
广东	<p>“十四五”发展目标与任务: 打造规则衔接示范地、高端要素集聚地、科技产业创新策源地、内外循环链接地、安全发展支撑地, 率先探索有利于形成新发展格局的有效路径。</p> <p>2021 年重点任务: 落实国家碳达峰、碳中和部署要求, 分区域分行业推动碳排放达峰, 深化碳交易试点。加快调整优化能源结构, 大力发展天然气、风能、太阳能、核能等清洁能源, 提升天然气在一次能源中占比。研究建立用能</p>

省/市/自治区

“十四五”碳达峰、碳中和政策规划

预算管理制度，严控新上高耗能项目。

海南

“十四五”发展目标与任务：提升清洁能源、节能环保、高端食品加工等三个优势产业。清洁能源装机比重达 80% 左右，可再生能源发电装机新增 400 万千瓦。清洁能源汽车保有量占比和车桩比达到全国领先。

2021 年重点任务：研究制定碳排放达峰行动方案。清洁能源装机比重提升至 70%，实现分布式电源发电量全额消纳。

四川

“十四五”发展目标与任务：单位地区生产总值能源消耗、二氧化碳排放降幅完成国家下达目标任务，大气、水体等质量明显好转，森林覆盖率持续提升；粮食综合生产能力保持稳定，能源综合生产能力显著增强，发展安全保障更加有力。

2021 年重点任务：制定二氧化碳排放达峰行动方案，推动用能权、碳排放权交易。持续推进能源消耗和总量强度“双控”，实施电能替代工程和重点节能工程。倡导绿色生活方式，推行“光盘行动”，建设节约型社会，创建节约型机关。

陕西

“十四五”发展目标与任务：生态环境质量持续好转，生产生活方式绿色转型成效显著，三秦大地山更绿、水更清、天更蓝。

2021 年重点任务：推动绿色低碳发展。加快实施“三线一单”生态环境分区管控，积极创建国家生态文明试验区。开展碳达峰、碳中和研究，编制省级达峰行动方案。积极推行清洁生产，大力发展节能环保产业，深入实施能源消耗总量和强度双控行动，推进碳排放权市场化交易。

甘肃

“十四五”发展目标与任务：用好碳达峰、碳中和机遇，推进能源革命，加快绿色综合能源基地建设，打造国家重要的现代能源综合生产基地、储备基地、输出基地和战略通道。坚持把生态产业作为转方式、调结构的主要抓手，推动产业生态化、生态产业化，促进生态价值向经济价值转化增值，加快发展绿色金融，全面提高绿色低碳发展水平。

2021 年重点任务：编制省碳排放达峰行动方案。鼓励甘南开发碳汇项目，积极参与全国碳市场交易。健全完善全省环境权益交易平台。

资料来源：各政府官网、开源证券研究所

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，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。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在 -5%~+5%之间波动；
	减持	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的6~12个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中A股基准指数为沪深300指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普500或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

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。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于机密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼10层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座16层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn