



公用事业

优于大市（维持）

证券分析师

倪正洋

资格编号：S0120521020003

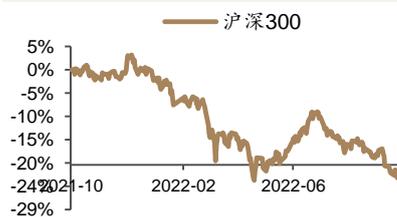
邮箱：nizy@tebon.com.cn

联系人

郭雪

邮箱：guoxue@tebon.com.cn

市场表现



相关研究

1. 《晶科能源(688223.SH)：光伏一体化全球头部企业，N型先发优势释放》，2022.9.23
2. 《海优新材(688680)2022年中报点评：盈利能力提升，行业地位稳固》，2022.9.5
3. 《氢能产业系列报告(二)-氢能产业系列报告(二)：氢风已至，加氢路远》，2022.8.18
4. 《氢能系列报告(一)：氢燃料电池-“氢”风杨柳万千条，百亿市场尽舜尧》，2022.5.26

氢能产业系列报告(三)：深度解析制氢成本，探寻氢能时代的投资机会

投资要点：

- **世界加速制定氢能战略，可再生能源制氢迎发展机遇。**氢能作为能源低碳化的重要组成部分，是清洁能源转型之路上必不可少的一环，已获得世界各国的重视，可再生能源制氢成为世界各国的发展方向。进入2022年，我国在已经大力扶持氢能产业发展的情况下进一步大力支持氢能产业发展。2022年3月，多部门联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，明确提出支持氢能全产业链发展。各地均在将氢能发展写入十四五发展规划后继续大力布局氢能产业发展相关规划。预计2050年我国氢能产值将达1.2万亿元，低碳环保的可再生能源制氢占比将超过70%。
- **以煤为主的制氢方式短期难以改变。**受资源禀赋、成本等约束，煤炭制氢在未来一段时期内仍是我国氢气的主要来源。然而煤制氢技术的碳足迹远高于工业副产氢和天然气制氢，面临碳成本和环保审批双重压力。CCUS技术可帮助煤气化制氢减排80%，在电力脱碳仍需要较长时间的背景下，结合CCUS技术的煤制氢在成本和减碳上仍具有一定的优势，有望成为中短期的制氢主流方式。
- **工业副产氢有望迎来快速发展。**短期内，我国工业副产氢的制氢规模可进一步提高。工业副产氢额外投入少，成本低，能够成为氢气供应的有效补充，同时在工业副产氢在碳排放量方面相对于现阶段电解水和化石能源制氢也具有相对优势。我们预计在缺氢区域发展工业副产氢将会具备相当高的经济性。
- **可再生能源制氢成本渐有优势，电解槽市场空间巨大。**现阶段碱性电解水制氢和PEM电解水制氢都面临制氢成本较大的问题。但未来，随着电价降低、电解槽成本降低、电解槽工作时间延长等因素叠加，电解水制氢成本将大幅度降低。我们预计2035年、2050年，碱性电解水制氢成本分别达15.01元/kg、10.47元/kg，PEM电解水制氢成本分别达16.21元/kg、9.77元/kg。可再生能源制氢将具备经济性，装机量将迎来爆发式增长，预计电解槽系统装机量2050年将达到500GW，市场规模突破7000亿元。
- **投资建议：**全球氢能建设高潮来临，可再生能源制氢迎来广阔的发展机遇。中短期工业副产氢将迎来业绩放量机会，中长期可再生能源制氢产业大规模发展，看好前期布局的相关设备商及运营商。建议关注：煤化工行业领军企业，立志打造全球最大绿氢公司的【宝丰能源】；国家电投控股，积极布局CCUS技术的【远达环保】；布局碱性电解槽赛道，5年内形成5-10GW电解水制氢设备产能的【隆基绿能】；冷链压缩机龙头，布局CCUS及氢能的【冰轮环境】；PDH龙头，携手中核集团打造零碳产业园的【东华能源】；拥有铂族金属资源的【贵研铂业】；打造制氢、储氢、运氢及氢能应用全产业链的【鸿达兴业】。
- **风险提示：**政策推进不及预期、国产替代不及预期、氢能应用终端市场发展不及预期。

内容目录

1. 发展氢能成全球共识，可再生能源制氢任重道远	5
1.1. 氢能——未来能源变革的关键组成	5
1.2. 世界各国积极制定氢能战略，可再生能源制氢成发展重要方向	6
1.3. 中国可再生能源制氢技术处于大规模应用推广阶段	8
2. 我国氢源短期仍以化石燃料制氢及工业副产氢为主	8
2.1. 氢气的分类	8
2.2. 化石燃料制氢：短期仍将为氢气最主要来源	10
2.2.1. 短期内煤制氢仍会是我国制氢主流技术	10
2.2.2. 结合 CCUS 技术的煤制氢仍具有一定发展优势	12
2.2.3. 天然气制氢：在局部地区具备经济性	14
2.3. 工业副产氢：短期氢源的有效补充	16
3. 聚焦未来：绿氢开启万亿氢能赛道	18
3.1. 电解水制氢是实现 3060 目标的必由之路	18
3.2. 主要电解水制氢技术路线解析	19
3.3. 多因素驱动绿氢降本	22
3.3.1. 电力价格决定电解水制氢的经济性	22
3.3.2. 碱性电解水制氢降本测算	23
3.3.3. PEM 制氢降本测算	25
3.4. 电解槽及关键材料的投资机会	27
3.4.1. 电解槽设备整体市场空间测算	27
3.4.2. 电解槽关键材料及重点技术方向	28
3.4.3. 电解槽关键领域的投资机会	29
4. 投资建议	30
5. 风险提示	30

图表目录

图 1: 化石能源仍是我国能源供应主导 (“十三五”末我国能源结构)	5
图 2: 2020-2060 年中国氢气需求量预测 (单位: 万吨)	6
图 3: 2060 年中国氢气需求结构	6
图 4: 氢气具体应用场景概览	6
图 5: 主要国家/地区氢源过渡情况	7
图 6: 兰州新区氢能产业园项目签约仪式	8
图 7: 宁夏宝丰能源集团太阳能电解制氢储能研究与示范项目 10x1000Nm ³ /h 电解水制氢工程项目	8
图 8: 氢气分类	9
图 9: 2020 年中国制氢结构	9
图 10: 2020 全球制氢结构	9
图 11: 2020-2050 年我国制氢结构及预测分析	10
图 12: 煤制氢的产能适应性特点	11
图 13: 不同制氢方式平准化制氢成本	12
图 14: 煤制氢成本随煤炭价格变化趋势 (横坐标为煤炭价格)	12
图 15: 净零排放情景下 2020-2050 年按技术划分的制氢平准化成本 (单位: 美元/公斤)	12
图 16: 煤制氢 CCUS 技术改造工艺流程示意图	13
图 17: 不考虑 CCUS 技术的煤制氢全流程碳足迹构成	13
图 18: 考虑 CCUS 技术的煤制氢全流程碳足迹构成	13
图 19: CCUS 技术成本变化 (单位: 元/kg CO ₂)	14
图 20: 天然气制氢成本变化趋势 (横坐标为天然气价格)	15
图 21: 2021 年中国各省天然气产量分布图	15
图 22: 各省市天然气基准门站价	15
图 23: 不同制氢方法的制氢成本 (单位: 元/kgH ₂)	16
图 24: 2012-2021 年全国电力装机结构占比变化	19
图 25: 碱性水电解制氢的原理	20
图 26: 碱性水电解的工艺流程	20
图 27: PEM 电解水制氢的原理	20
图 28: PEM 电解的工艺流程	20
图 29: 碱性电解制氢成本构成	22
图 30: PEM 电解制氢成本构成	22
图 31: 碱性电解制氢在不同电价下的制氢成本 (横坐标为电价, 单位: 元/KWh)	24

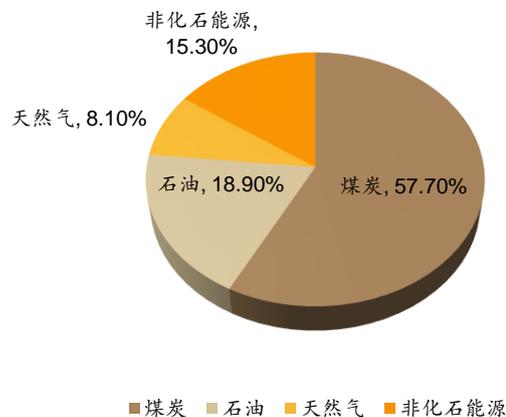
图 32: 不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系 (横坐标表示电解槽年工作时间, 单位: h; 纵坐标表示制氢成本, 单位: 元/kg)	24
图 33: 碱性电解水制氢成本预测 (制取每公斤氢气成本)	25
图 34: PEM 电解制氢在不同电价下的制氢成本 (横坐标为电价, 单位: 元/KWh)	26
图 35: PEM 制氢成本预测 (制取每公斤氢气成本)	27
图 36: 碱性电解槽成本组成	28
图 37: PEM 电解槽成本组成	28
表 1: 各国当前氢能战略主要目标	7
表 2: 煤气化制氢与超临界水煤气化制氢比较	10
表 3: 我国工业副产氢的供应潜力	17
表 4: 部分化工企业工业副产氢理论产能	17
表 5: 政策支持绿氢产业发展	18
表 6: 电解水制氢技术和特性比较	21
表 7: 并网制氢和离网制氢的优缺点比较	22
表 8: 碱性电解水制氢成本测算	23
表 9: PEM 电解制氢成本测算	25
表 10: 电解槽系统市场规模预测	27
表 11: 电解槽技术突破目标及研发重点	28
表 12: 国内主要电解水装备企业	29

1. 发展氢能成全球共识，可再生能源制氢任重道远

1.1. 氢能——未来能源变革的关键组成

氢能作为洁净能源利用是未来能源变革的重要组成部分。随着工业化进程的加速，能源需求日益增长，由化石燃料为主体的能源结构带来 CO₂ 排放总量的快速上升。全球各国面临资源枯竭，环境污染等问题，因此，“清洁、低碳、安全、高效”的能源变革是大势所趋。然而传统的可再生能源（如风能、太阳能、水电等）存在随机性大、波动性强等缺点，导致了弃水、弃风，弃光现象；而氢作为清洁的二次能源载体，可以高效转化为电能和热能。利用可再生能源制氢，不仅可以解决一部分“弃风弃光”问题，还可为燃料电池提供氢源，为工业领域提供绿色燃料，或将实现由化石能源到可再生能源的过渡，可以说氢能或是未来能源革命的颠覆性方向。

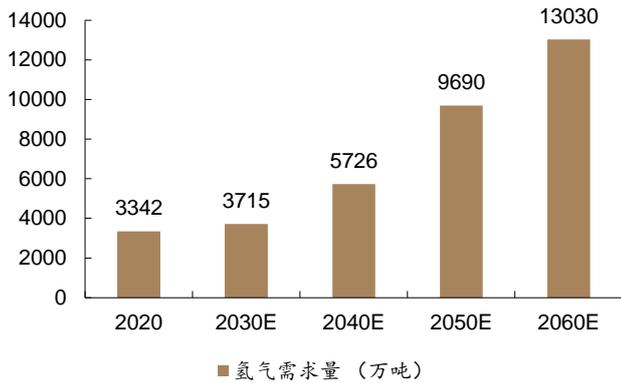
图 1：化石能源仍是我国能源供应主导（“十三五”末我国能源结构）



资料来源：《中国能源革命进展报告 2020》，德邦研究所

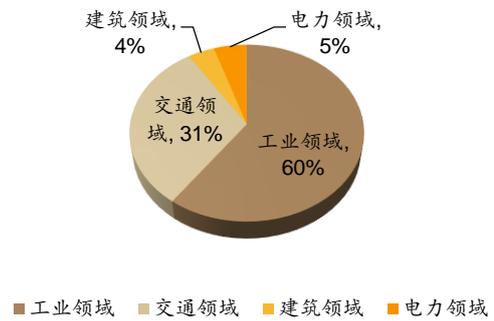
氢气需求量大，应用领域广泛。根据中国氢能联盟预测，在 2060 年碳中和目标下，到 2030 年，我国氢气的年需求量将达到 3715 万吨，在终端能源消费中占比约为 5%。到 2060 年，我国氢气的年需求量将增至 1.3 亿吨左右，在终端能源消费中的占比约为 20%，可再生能源制氢产量约为 1 亿吨。氢能既可以用作燃料电池发电，应用于汽车、火车、船舶和航空等领域，也可以单独作为燃料气体或化工原料进入生产，同时还可以在天然气管道中掺氢燃烧，应用于建筑供暖等。其中，2060 年用氢需求中，工业领域用氢依旧占全国氢能应用领域的主导地位，约为 7794 万吨，占氢总需求量 60%；交通运输领域用氢约为 4051 万吨，占总需求的 31%；建筑领域和电力领域用氢相对较少，总占比约为 9%。

图 2：2020-2060 年中国氢气需求量预测（单位：万吨）



资料来源：中国氢能联盟，德邦研究所

图 3：2060 年中国氢气需求结构



资料来源：中国氢能联盟，德邦研究所

图 4：氢气具体应用场景概览



资料来源：《氢气平价之路》，德邦研究所

1.2. 世界各国积极制定氢能战略，可再生能源制氢成发展重要方向

世界主要国家积极发展氢能推动技术进步、实现深度脱碳。国际氢能委员报告显示，自 2022 年 2 月以来，全球范围内启动了 131 个大型氢能开发项目。预计到 2030 年，全球氢能领域投资总额将达到 5000 亿美元。世界能源理事会预计，到 2050 年氢能在全球终端能源消费量中的占比可高达 25%。从全球范围看，日本、韩国、德国、美国等超过 20 个国家和地区都已制定国家氢能发展战略，积极培育氢能及燃料电池技术攻关和产业发展。根据万燕鸣等发表的《全球主要国家氢能发展战略分析》对主要国家氢能政策的梳理：日本于 2021 年发布《第六次能源基本计划》，将氢作为实现能源安全、应对气候变化和 2050 碳中和目标的主要动力，计划将氢能打造为具有国际竞争力的新兴产业；德国发展氢能的

最初目的是深度脱碳，受俄乌冲突影响，或将加快氢能战略部署；美国颁布《基础设施投资和就业法案》等一系列政策，美国政府将投入 95 亿美元用于加快区域氢能中心建设以及氢能全产业链示范及研发，持续推动氢能技术进步。根据 LBST 预计，至 2025 年制定氢能战略的国家所代表的 GDP 之和将超过全球总量的 80%。

表 1：各国当前氢能战略主要目标

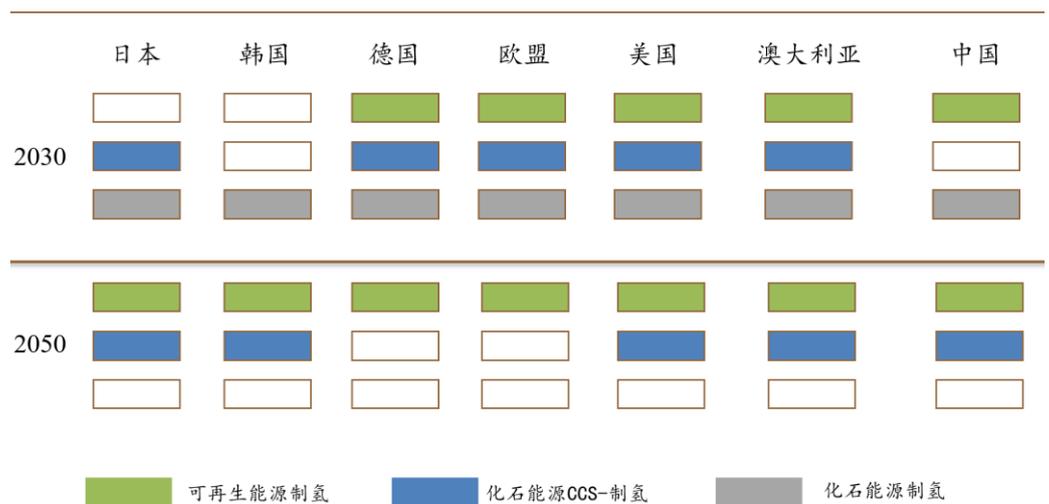
	日本	韩国	德国	美国	澳大利亚
脱碳	✓	✓	✓	✓	✓
能源供应多样化	✓	△	✓	△	△
经济增长极	△	✓	△	△	✓
技术进步	✓	✓	✓	✓	✓
推动可再生能源部署	△	△	✓	✓	△
大规模氢能出口	×	×	×	×	✓

资料来源：万燕鸣等《全球主要国家氢能发展战略分析》，德邦研究所

注：✓代表国家氢能战略中的重要战略目标；△代表国家氢能战略中的次要战略目标；×代表未在国家氢能战略中布局该方向

可再生能源制氢成为世界各国的发展方向。根据万燕鸣等发表的《全球主要国家氢能发展战略分析》，各国均将洁净氢能视作清洁能源转型与碳中和的重要路径，主要有两条技术路线：化石燃料制氢耦合 CCS/CCUS 技术和可再生能源电解水制氢技术。各国在实现制氢减排的具体路径上存在差异：到 2030 年左右，以实现深度脱碳为主要驱动力的欧洲国家普遍确立可再生能源制氢的优势地位；而以实现能源安全为主要驱动力的日本，国内居民端氢能应用体系仍将基于现有化石能源基础设施部署，韩国也计划逐步由天然气制氢过渡为可再生能源制氢；而美国和澳大利亚，根据本国技术能力和氢能战略目标的不同，分别采取技术中立与可再生氢优先的战略。到 2050 年左右，几乎所有国家都将可再生能源制氢作为主导的制氢方式，欧洲甚至将可再生能源制氢作为唯一的氢源选择。

图 5：主要国家/地区氢源过渡情况



资料来源：Uwe Albrecht et al. International Hydrogen Strategies, 万燕鸣等《全球主要国家氢能发展战略分析》，德邦研究所

1.3. 中国可再生能源制氢技术处于大规模应用推广阶段

可再生能源制氢成我国制氢主要发展方向。《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》将清洁低碳作为氢能发展的基本原则，提出构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，将发展重点放在可再生能源制氢，并提出严格控制化石能源制氢。可再生能源制氢结合氢燃料电池，可以调节电网负荷和储能，能够大幅提高可再生能源发电并网比例，减少弃水、弃风、弃光。

国内的可再生能源制氢项目正如火如荼地建设中。据《2022中国电解水制氢产业蓝皮书》，中国已有超过百个在建和规划中的电解水制氢项目，涵盖了石油、化工、钢铁和交通等多个领域。在2020年之前，大型电解水制氢设备在大工业领域几乎没有涉及；2020年以后，双碳目标的提出极大推动了电解水制氢项目在工业领域的应用。近两年以来，中国能建、国家电网、三峡集团、北京能源、深圳能源等央企、国企纷纷布局绿氢项目。中国能建投资建设的兰州新区建设的氢能产业园项目（一期）已开工，投资额达30亿元，未来可具备年产2万吨制氢能力和10万标方储氢能力；北京能源在锡林郭勒盟多伦县投建的风光储氢制绿氢项目，建成后预计每日可利用电解水制氢300吨。

图6：兰州新区氢能产业园项目签约仪式



资料来源：兰州新区管理委员会，德邦研究所

图7：宁夏宝丰能源集团太阳能电解制氢储能研究与示范项目10×1000Nm³/h电解水制氢工程项目



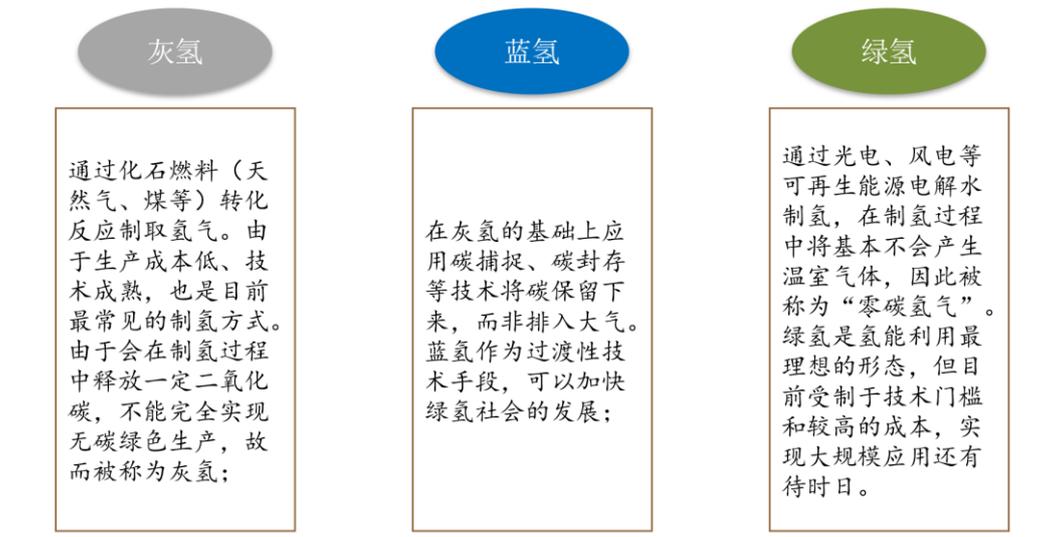
资料来源：分布式能源网，德邦研究所

2. 我国氢源短期仍以化石燃料制氢及工业副产氢为主

2.1. 氢气的分类

目前根据制取方式和碳排放量的不同将氢能按颜色主要分为灰氢、蓝氢和绿氢三种。氢能的制备主要路线主要有三条：（1）以化石燃料（包括煤炭、天然气等）为原料制氢以及工业副产制氢，这类制备方式是目前技术最成熟的制氢路线，但存在制取过程中会产生碳排放的问题，因此制取的氢气被称为“灰氢”；（2）另外的一种常见的制取方法为在灰氢制取的过程中辅以碳捕捉技术所得到的“蓝氢”，这种制氢方法可有效减少制氢过程中的碳排放，但仍无法完全解决碳排放问题；（3）最后一种制氢的常见路线是采用电解水制备得到的“绿氢”，以这种方法制氢不会产生任何碳排放，但目前绿氢制取的技术不如化石燃料制氢成熟，绿氢成本较高。

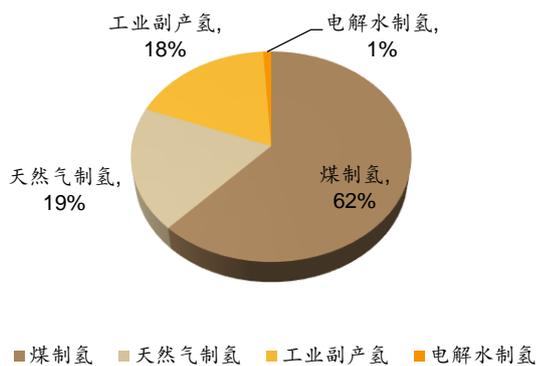
图 8：氢气分类



资料来源：《一文读懂氢能产业》，KPMG，德邦研究所

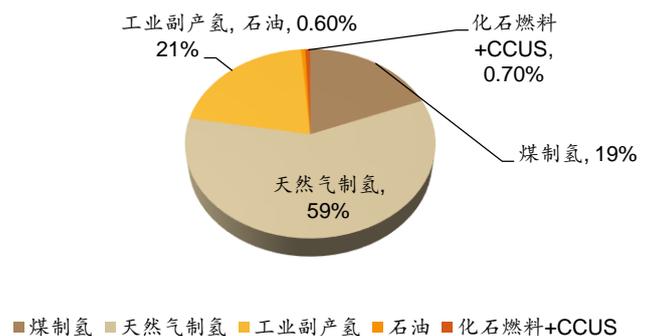
绿氢占比低，化石能源制氢为当前主流。截至 2021 年 12 月，中国已是世界上最大的制氢国，初步评估现有工业制氢产能为 2500 万吨/年，主要来源于化石能源制氢（煤制氢、天然气制氢）；其中，煤制氢占我国氢能产量的 62%，天然气制氢占比 19%，而电解水制氢受制于技术和高成本，占比仅 1%。从全球 2020 年的制氢结构来看，化石能源也是最主要的制氢方式，其中天然气制氢占比 59%，煤制氢占比 19%。

图 9：2020 年中国制氢结构



资料来源：中国煤炭工业协会，中国氢能标准化技术委员会，德邦研究所

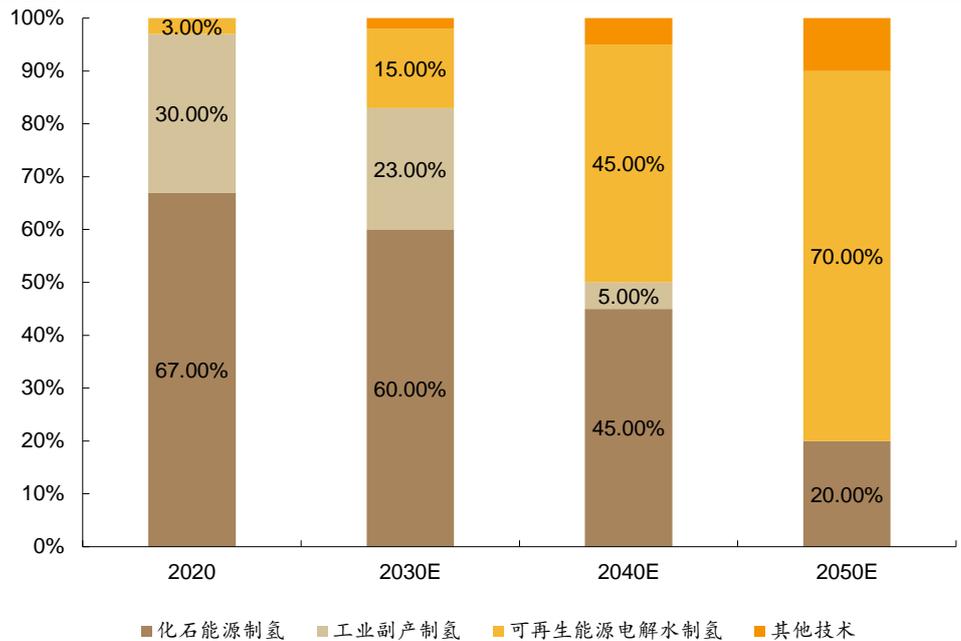
图 10：2020 全球制氢结构



资料来源：IEA，德邦研究所

未来我国可再生能源制氢占比将大幅度提高。从我国制氢结构来看，化石燃料重整配合 CCUS 技术可作为我国制氢结构转型的重要过渡，工业副产制氢可作为就近供氢的补充来源，电解水制氢将成为我国未来制氢的主要手段。根据中国氢能联盟预测，可再生能源电解水制氢占比将在 2050 年提升至 70%。

图 11：2020-2050 年我国制氢结构及预测分析



资料来源：中国氢能联盟，华经产业研究院，德邦研究所

2.2. 化石燃料制氢：短期仍将为氢气最主要来源

2.2.1. 短期内煤制氢仍会是我国制氢主流技术

受资源禀赋、成本等约束，煤炭制氢在未来一段时期内仍是我国氢气的主要来源。受“富煤贫油少气”的国情制约，国内氢气制取结构与全球存在很大不同。2020年，我国天然气产量为13810万吨，进口量达到10166万吨，国内因缺乏天然气资源，大部分都依赖进口，因此天然气制氢份额并不高。而我国的煤炭资源相当丰富，煤化工产业发展较为成熟，煤制氢的产量较大且分布较广。

根据曹军文等发表的《中国制氢技术的发展现状》，以煤为原料制氢气的方法主要有两种：

一是**煤气化制氢**。煤气化是指在高温常压或高温高压下，煤与水蒸气或氧气（空气）反应转化为以氢气和CO为主的合成气，再将CO经水气变换反应得到氢气和CO₂的过程。煤气化制氢工艺成熟，目前已实现大规模工业化。传统煤制氢采用固定床、流化床、气流床等工艺，碳排放较高。

二是**煤超临界水气化制氢**。超临界水气化过程是在水的临界点以上（温度大于647K，压力大于22MPa）进行煤的气化，主要包括造气、水气变换、甲烷化三个变换过程。可以有效、清洁地将煤转换为H₂和纯二氧化碳。煤的超临界水气化是新型煤制气工艺。2022年8月南控集团属下景隆公司与新锦盛源公司签约开展煤炭超临界水气化制氢项目合作。

表 2：煤气化制氢与超临界水煤气化制氢比较

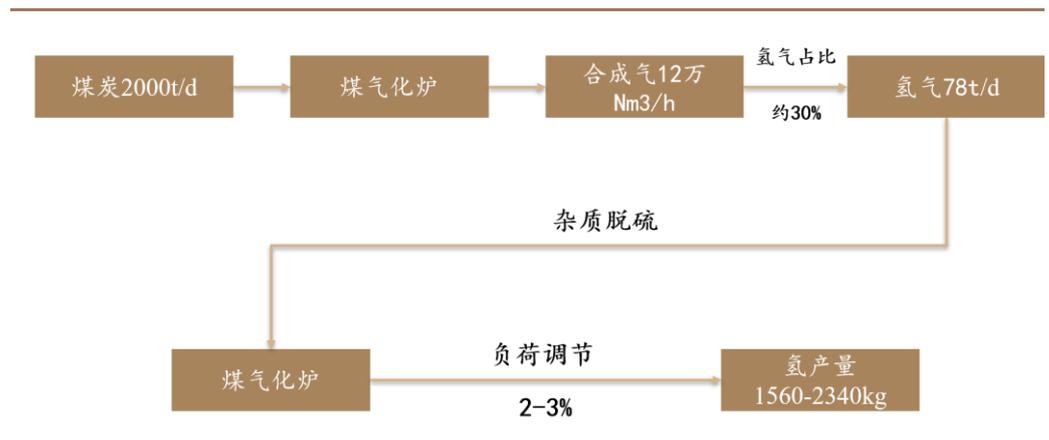
	固定床	流化床	气流床 (粉煤)	气流床 (水煤浆)	超临界 水煤气化
技术成熟度	大规模工业应用	大规模工业应用	大规模工业应用	大规模工业应用	尚未产业化
气化炉	中试加压气	常压 Winkler	Shell 气化炉	多喷嘴气化	高压釜

	化炉			炉	
气化温度	560°C	816~1204 °C	1450 °C	1260 °C	650 °C
气化压力	2~2.5MPa	0.1 MPa	3.0 MPa	3.8 MPa	26 MPa
合成气 H ₂ 占比	38.1~38.6%	40%	25.9%	34.7%	80%
合成气 CO ₂ 占比	32.6~34%	19.5%	0.9%	18%	0.2%
合成气 CO 占比	14~14.7%	36%	68.4%	48.3%	—
合成气硫含量	H ₂ S 0.3%	H ₂ S 0.3%	H ₂ S 0.13%	H ₂ S 0.24%	以硫化盐形式固化
其他污染物	焦油产率 0.35%；轻油产率 0.11%	不含酚类及焦油等污染物	不含酚类及焦油等污染物	不含酚类及焦油等污染物	不含酚类及焦油等污染物
冷煤气效率	79.3~81.9%	74.4%	82%	74.9%	123.9%

资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所

煤制氢产能适应性强。根据《中国氢能产业发展报告 2020》，煤制氢产能可以根据氢气消耗量的不同，通过设置氢气提纯规模以此灵活调整产能，在燃料电池汽车产业发展初期对制氢企业的运营影响较小。例如一台投煤量 2000 吨/天的煤气化炉，只需把其 2%~3%的负荷用作提纯制氢，就可提供 1560~2340kg/天的氢气，按照车辆氢耗 0.07kg/km、日均行驶 200km 计算，可满足 111~167 辆氢燃料电池公交车的用氢需求。

图 12：煤制氢的产能适应性特点

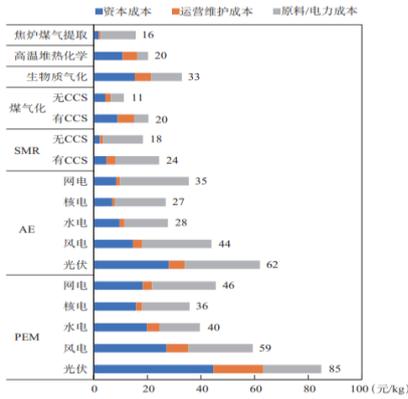


资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所

从成本来看，煤气化制氢具有明显优势。根据清华大学张家港氢能先进锂电技术联合研究中心测算，从全生命周期的角度看，在不考虑碳价的情况下，当前煤气化制氢的成本最低，在无 CCS（碳捕捉和储存）技术的情况下每公斤氢气制取成本为 11 元，在结合 CCS 技术的情形下每公斤氢气制取成本为 20 元；而 PEM（质子交换膜水电解）、AWE（碱性水电解）等技术制氢成本相对较高。

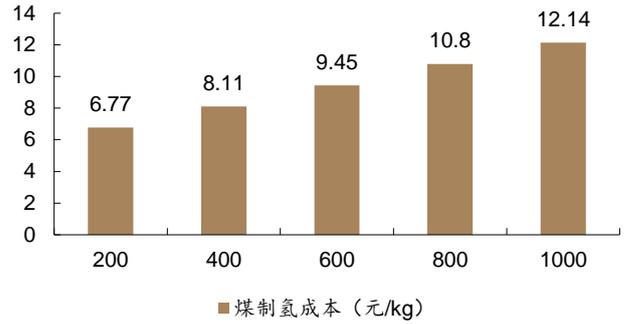
煤气化制氢价格受煤价波动。原料成本是煤制氢成本的重要一环，在煤价在 200~1000 元/吨的范围内，制氢成本在 6.77 至 12.14 元/kg 之间。

图 13：不同制氢方式平准化制氢成本



资料来源：王彦哲《中国不同制氢方式的成本分析》，德邦研究所

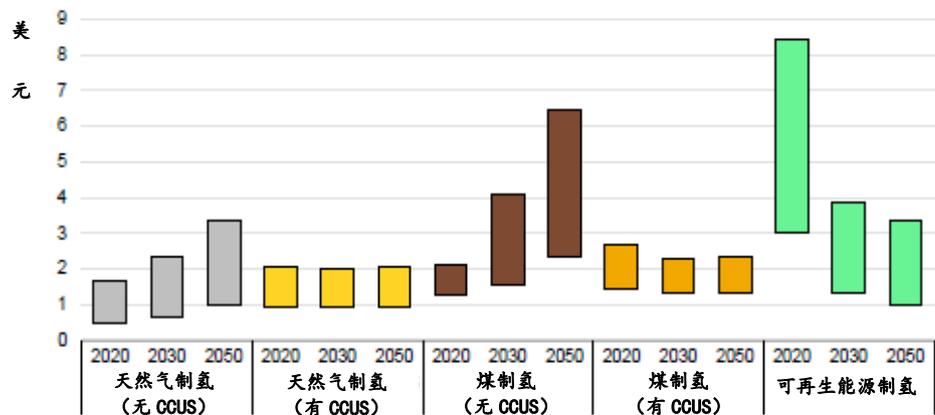
图 14：煤制氢成本随煤炭价格变化趋势（横坐标为煤炭价格）



资料来源：《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所

煤气化制氢碳排放强度高，面临碳成本压力和环保约束。煤制氢技术的碳足迹远高于天然气制氢、电解水制氢等其他主要制氢技术。中国标准化研究院资环分院分析了从制氢原料获取、运输到氢气生产全过程中的温室气体排放情况，其中煤气化制氢每生产一公斤 H₂ 的碳排放水平为 19.94kgCO₂~29.01kgCO₂，相当于天然气重整制氢碳排放水平的两倍（10.86kgCO₂~12.49kgCO₂）。在全球开启碳市场的背景下，煤气化制氢成本优势恐难持续，据 IEA 预计，在考虑碳价的情况下，煤制氢的成本优势将逐渐消失，到 2030 年、2050 年不结合 CCUS 技术的煤制氢将成为成本最昂贵的制氢方式。

图 15：净零排放情景下 2020-2050 年按技术划分的制氢平准化成本（单位：美元/公斤）

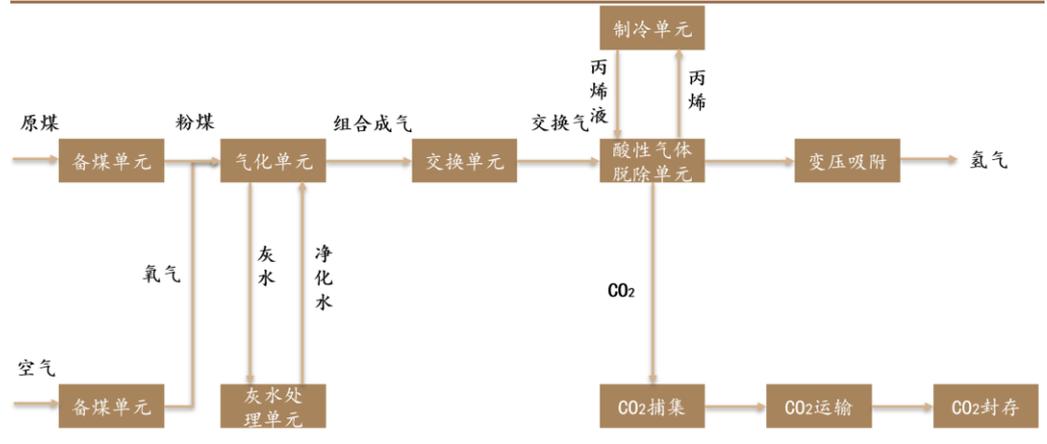


资料来源：IEA，德邦研究所

2.2.2. 结合 CCUS 技术的煤制氢仍具有一定发展优势

CCS/CCUS 技术是实现低碳煤制氢的重要手段。其中 CCS 技术从空气中捕集 CO₂ 并以防止其重新进入大气的方式进行封存的过程。但 CCS 技术的技术体系还不完善且工程规模比较庞大，需要高额的投资成本和运营成本并产生额外能耗，因此结合我国国情，示范项目在 CCS 原有环节的基础上增加了 CO₂ 利用的环节，即 CCUS 技术（碳捕集和封存利用）。

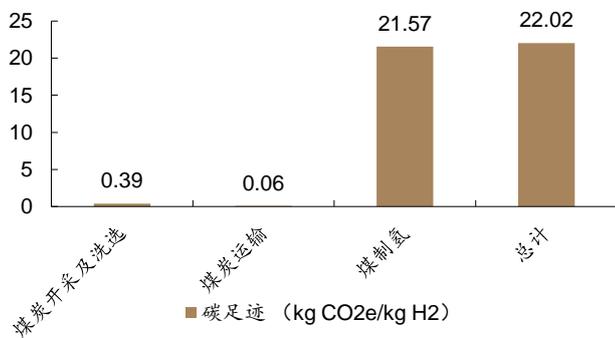
图 16: 煤制氢 CCUS 技术改造工艺流程示意图



资料来源：张贤等《中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估》，德邦研究所

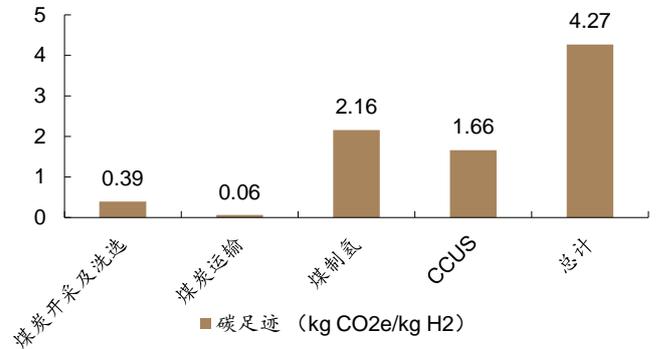
结合 CCS/CCUS 技术，煤炭制氢碳足迹显著下降。根据北京理工大学能源与环境政策研究中心测算，未结合 CCS 技术的煤炭制氢碳足迹高达 22.65 kg CO₂e/kg H₂，结合 CCS 技术后，煤炭制氢的生命周期碳足迹显著下降，为 10.59 kg CO₂e /kg H₂，降幅达 53.3%。张贤等人从全流程评估煤制氢和煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹；结果表明，采用 CCUS 技术捕集制氢环节 90%的 CO₂ 排放后，煤制氢 CCUS 技术改造的全流程碳足迹从 22.02 kg CO₂e/kg H₂ 降至 4.27kg CO₂e/kg H₂，降幅达 80.61%。

图 17: 不考虑 CCUS 技术的煤制氢全流程碳足迹构成



资料来源：张贤等《中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估》，德邦研究所

图 18: 考虑 CCUS 技术的煤制氢全流程碳足迹构成



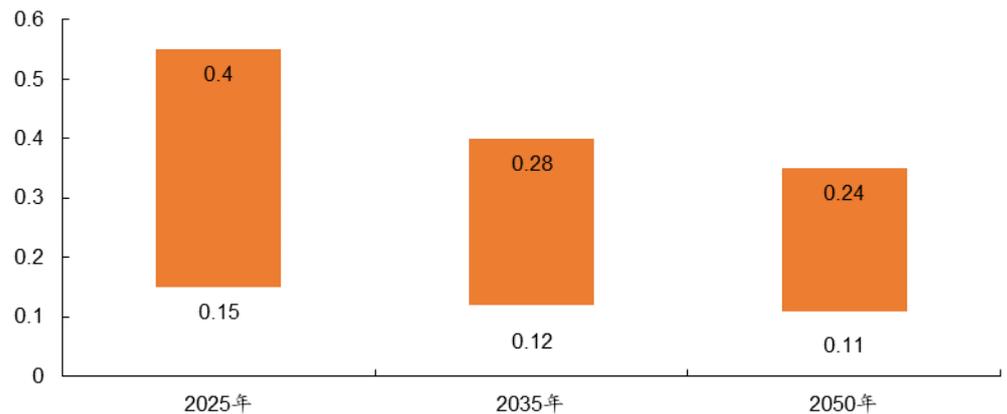
资料来源：张贤等《中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估》，德邦研究所

在现有技术条件下，安装 CCUS 相关装置将产生较大的额外成本。煤制氢与 CCUS 技术耦合当前还是一项新兴技术，缺乏产业规划支持，尚处技术验证阶段。根据 IEA 针对我国煤制氢的评估结果显示：在煤制氢生产中加入 CCUS 技术预计将导致项目资本支出和燃料成本增加 5%，运营成本增加 130%。根据张贤等《中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估》，CCUS 技术的最重要贡献在于减少碳排放，但我国目前碳市场建设仍不完善，相关企业在投资大量费用在 CCUS 项目后却无法实现减排收益，严重影响企业开展 CCUS 示范项目的积极性。在没有 CCUS 辅助的前提下，煤气化制氢项目将面临较大环保审批压力。

CCUS 技术降本在即，有望大规模应用于煤制氢领域。尽管配备 CCUS 技术会提高煤制氢成本，但中期内配备 CCUS 技术的煤制氢仍可能是清洁氢气生

产中最经济的选择,其原因在于中国的煤炭产业基础设施完备且其余制氢方式降本仍需较长时间。CCUS 技术的进步将进一步降低成本,使得煤制氢+脱碳综合工艺所制得的氢能成本得到一定程度下降。根据米剑锋等《中国 CCUS 技术发展趋势分析》中对 CCUS 技术的发展趋势和目标的预测,2025 年 CO₂ 捕集成本为 0.15-0.4 元/kg,2035 年 CO₂ 捕集成本下降到 0.12-0.28 元/kg。按照煤制氢每产生 1kg H₂ 伴生约 19kg CO₂ 计算,2025 年结合 CCUS 技术的氢气制取成本将增加 2.85-7.6 元/kg,在 2035 年,成本将增加 2.28-5.32 元/kg。因此,未来叠加 CCUS 技术的煤制氢成本或将持续下降,综合成本在 2025/2030 年分别达到约 16.3 元/kg 和 14.8 元/kg (取 2025、2030 年 CCUS 氢气制取成本平均值)。

图 19: CCUS 技术成本变化 (单位: 元/kg CO₂)



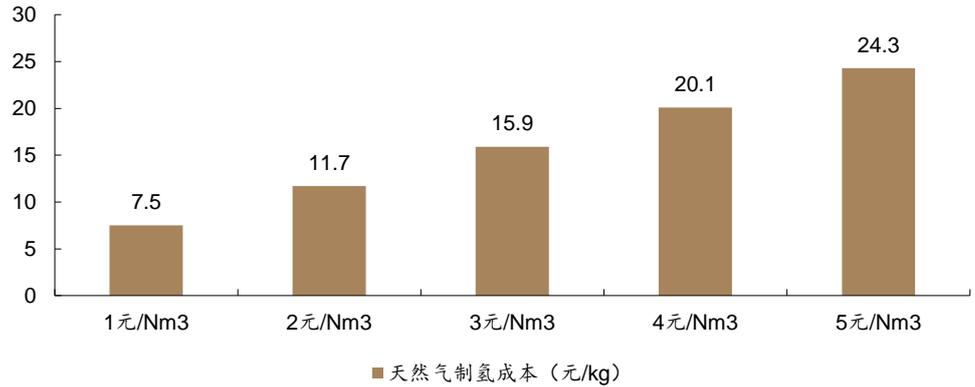
资料来源:米剑锋等《中国 CCUS 技术发展趋势分析》,德邦研究所

2.2.3. 天然气制氢: 在局部地区具备经济性

在“自主可控”的原则下,天然气制氢不会成为我国主流制氢方式。天然气制氢是目前全球氢气的主要来源,已成为欧美、中东等天然气资源丰富地区的主流制氢工艺。然而,我国国内目前天然气约 40%依赖进口,这导致了两大问题:

- (1) 我国天然气资源较贫瘠,进口依存度高,在国际局势复杂多变的背景下,天然气制氢缺乏原料保障和政策支持;
- (2) 天然气制氢不具备经济性,根据天然气价格的变化,天然气制氢成本在 7.5 元/kg 至 24.3 元/kg 之间,我国大部分地区的天然气制氢成本将高于煤制氢+CCUS 的成本,且煤制氢+CCUS 的碳排放只有天然气制氢的 36.6%。

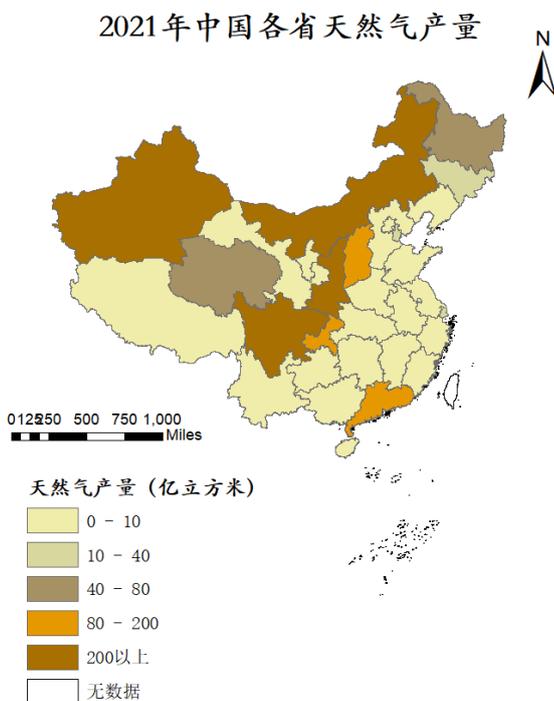
图 20: 天然气制氢成本变化趋势 (横坐标为天然气价格)



资料来源:《中国氢能产业发展报告 2020》, 未势能源, 车百智库, 德邦研究所

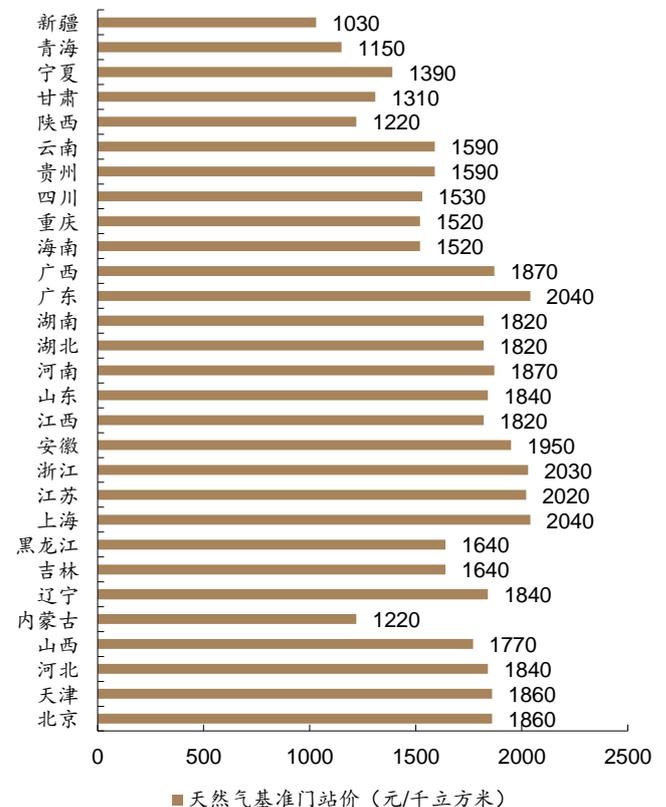
天然气资源丰富区域发展天然气制氢具备优势。我国天然气资源分布极不平衡, 主要分布于四川、陕西、新疆和内蒙古。由于各地天然气供需情况差异性较大, 导致各省份天然气基准门站价存在较大价格区间, 其中上海、广东的天然气基准门站价最高, 达 2040 元/Km³; 青海、新疆天然气基准门站价最低, 分别为 1150 元/Km³、1030 元/Km³。根据天然气制氢成本变化趋势可知, 当天然气价格在 1 元/ Nm³时, 天然气制氢的成本为 7.5 元/kg, 参考图 22 可知我国部分区域天然气制氢的经济性可比煤气化制氢; 考虑到天然气制氢更低的碳排放 (同不加 CCUS 的煤气化制氢相比) 和技术储备需求, 且天然气制氢也可以叠加 CCUS 技术以取得更低的碳排放。综上, 天然气制氢有望短期内在天然气资源丰富、价格低廉的地区快速发展。

图 21: 2021 年中国各省天然气产量分布图



资料来源: 国家统计局, 德邦研究所

图 22: 各省市天然气基准门站价

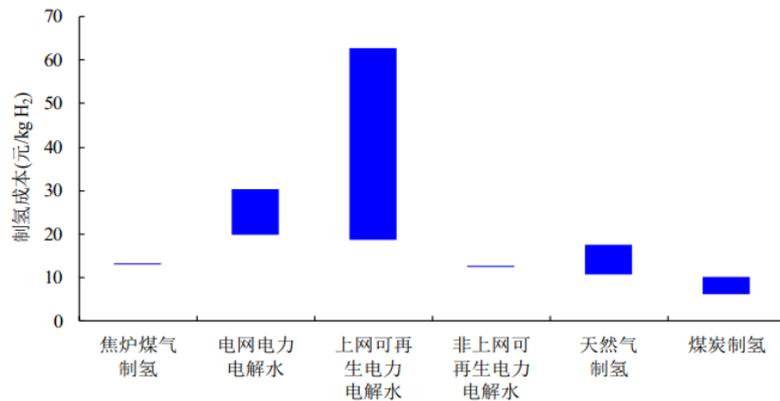


资料来源: 国家发改委, 德邦研究所

2.3. 工业副产氢：短期氢源的有效补充

短期内，我国工业副产气的制氢规模可进一步提高。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（丙烷脱氢、乙烷裂解）、合成氨合成甲醇等工业的副产氢。我国工业副产氢大多数已有下游应用，也存在部分放空。我们认为，中短期看工业副产氢额外投入少，成本低，能够成为氢气供应的有效补充。但长远来看，受生产工业副产气的产业规模限制，工业副产氢未来产量提高有限，无法成为氢气供应的主流路线。

图 23：不同制氢方法的制氢成本（单位：元/kgH₂）



资料来源：北京理工大学能源与环境政策研究中心《碳中和背景下煤炭制氢的低碳发展》，德邦研究所（备注：研究考虑能源成本区域差异，其中焦炉煤气制氢是目前工业副产制氢的主流方式）

根据苗军等《氢能的生产工艺及经济性分析》，工业副产氢的主要来源有氯碱副产氢、焦炉煤气制氢、轻烃裂解制氢和合成氨和合成甲醇副产气等：

氯碱副产制氢：氯碱工业生产以食盐水为原料，利用隔膜法或离子交换膜法等生产工艺，生产烧碱、聚氯乙烯 (PVC)、氯气和氢气等产品。氯碱副产氢具有氢气提纯难度小、耗能低、自动化程度高以及无污染的特点，氢在提纯前纯度可达 99% 左右，通过氯碱工业得到的副产氢纯度一般在 99.99% 以上，且含碳量较低。参考《中国氢能产业发展报告 2020》，氯碱工业副产制氢的综合成本在 13.4-20.2 元/kg 左右。

焦炉煤气制氢：焦炉煤气是炼焦的副产品，焦炉煤气制氢工序主要有：压缩和预净化、预处理、变压吸附和氢气精制。根据《中国氢能产业发展报告 2020》，综合考虑，焦炉煤气制氢综合成本在 9.3-14.9 元/kg 左右。

轻烃裂解制氢：主要有丙烷脱氢 (PDH) 和乙烷裂解等 2 种路径。轻烃裂解的氢气杂质含量低于焦炉气制氢，纯度较高。其中 PDH 是制备丙烯的重要方式，丙烷在催化剂条件下通过脱氢生成丙烯，其中氢气作为丙烷脱氢的副产物；PDH 产物中氢气 (φ) 在 60%~95%，可通过纯化技术制取满足燃料电池应用的氢气；PDH 装置副产的氢气纯度高，提纯难度小，且大部分产能靠近东部沿海地区，与下游燃料电池应用市场紧密贴合。截至 2020 年底，国内共有 10 余个 PDH 项目投产，此外还有若干 PDH 项目在建，预计到 2023 年，PDH 项目副产氢气产能可达到 37 万吨/年；参考《中国氢能产业发展报告 2020》，PDH 生产成本约为 1.0~1.3 元/Nm³，提纯成本约 0.25~0.5 元/Nm³，制氢综合成本为 14.0-20.2 元

/kg。乙烷蒸汽裂解乙烯技术成熟，技术上不存在瓶颈，生产成本约为 1.1~1.3 元/Nm³，提纯成本约为 0.25~0.5 元/Nm³，制氢综合成本在 15.1-20.2 元/kg。

合成氨和合成甲醇副产气：根据《中国氢能产业发展报告 2020》，目前中国氢气消耗结构中用于合成氨、合成甲醇的氢气消耗量占比达 50%以上。合成氨、合成甲醇在生产过程中会有含氢气的合成放空气和驰放气排出，氢气含量在 18%-55%之间。因此合成氨、合成甲醇企业可回收利用合成放空气和驰放气实现氢气外供。该技术路线副产氢总成本为 14.6-22.4 元/kg。

当前工业副产氢基本为各企业自产自用，较难统计。根据中国电动汽车百人会统计，从工业副产氢的放空现状看，当前供应潜力可达到 450 万吨/年，能够支持超过 97 万辆公交车的全年运营。

表 3：我国工业副产氢的供应潜力

	现有年制氢能力	可供应公交车数量
轻烃利用副产氢	30 万吨	6.5 万辆
氯碱副产氢	33 万吨	7.1 万辆
焦炉煤气制氢	271 万吨	58.9 万辆
合成氨合成甲醇等副产氢	118 万吨	25.6 万辆
合计	450 万吨	97.6 万辆

资料来源：中国电动汽车百人会，德邦研究所

广东相关工业企业将充分享受工业副产氢市场红利。由于供需关系的极不平衡，且氢气储运技术难度大，氢气资源无法在实现长距离调配，我国氢气市场区域价格差异很大，其中广东氢价冠绝全国。在广东积极布局氢能产业链的背景下，工业副产提纯制氢可短期提供大量的氢气供应，为氢能产业发展初期就近提供低成本、分布式氢源。广东部分工业企业有望通过工业副产制氢实现业绩的巨大飞跃。我们梳理了部分具备工业副产氢产能的上市企业，建议重点关注广东及长三角地区的相关企业。

表 4：部分化工企业工业副产氢理论产能

公司	可制氢化工产品	产量 (万吨/年)	理论氢气产量 (吨/年)	企业所属区域
中泰化学	烧碱	146	36500	新疆
亿利洁能	烧碱	40	10000	内蒙古
鸿达兴业	烧碱	110	27500	广东
嘉化能源	烧碱	27	6750	浙江
美锦能源	焦炭	715	140446	山西
宝丰能源	焦炭	700	137500	宁夏
东华能源 (张家港)	PDH	60	22740	江苏
东华能源 (宁波)	PDH	120	45480	浙江
东华能源 (茂名, 未投产)	PDH	60	22740	广东
金能科技	PDH	90	34110	山东
卫星化学	PDH	90	34110	浙江

资料来源：各公司公告，TrendBank，苗军等《氢能的生产工艺及经济性分析》，《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所

3. 聚焦未来：绿氢开启万亿氢能赛道

3.1. 电解水制氢是实现 3060 目标的必由之路

绿氢是发展氢能的初衷。发展氢能就是为了能源的“去碳化”，只有通过无碳能源生产“绿色的氢”，才能实现这一目标。电解水制氢是目前工业化应用的制氢技术中接近零碳排放的制氢技术。当前，部分地区出台政策提出禁止煤制氢或者要求发展绿氢。2022 年 5 月浙江省印发的《浙江省能源发展“十四五”规划》明确提出，全面推进舟山绿色石化基地能效诊断，禁止煤制氢。内蒙古自治区、甘肃省、宁夏回族自治区和四川省成都市都在相应的政策中明确了 2025 年可再生能源制氢产量，合计年产量约 80 万吨；远超过了国家发改委在国家氢能规划中提及的 2025 年可再生能源制氢年产量 10-20 万吨的目标。

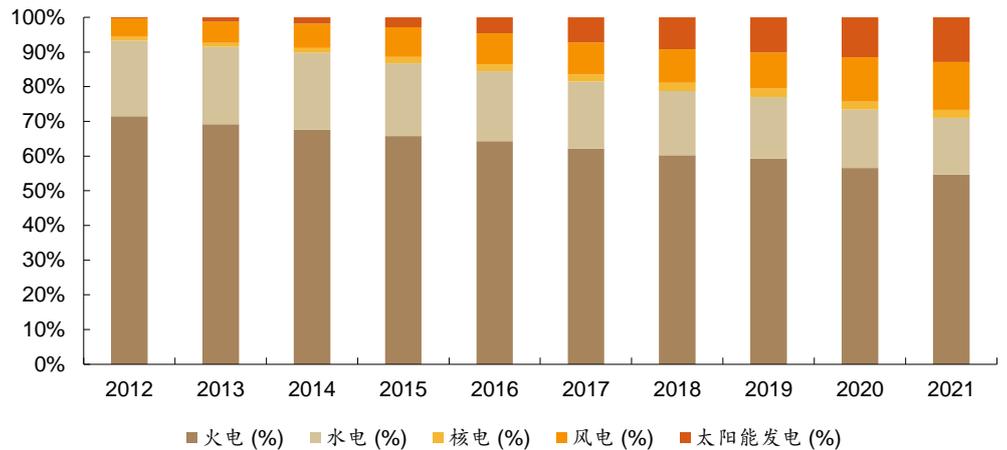
表 5：政策支持绿氢产业发展

地区	政策	内容
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	全面推进舟山绿色石化基地能效诊断，禁止煤制氢
	《关于促进氢能产业高质量发展的意见》	到 2025 年前，开展“风光储+氢”、“源网荷储+氢”等绿氢制备示范项目 15 个以上，绿氢制备能力超过 50 万吨/年；鼓励工业副产氢回收利用，工业副产氢利用超过 100 万吨/年，基本实现应用尽用；探索绿氢在化工、冶金、分布式发电、热电联供等领域的示范应用，打造 10 个以上示范项目；培育或引进 50 家以上包括 15-20 家装备制造核心企业在内的氢能产业链相关企业，电解槽、储氢瓶、燃料电池等装备的关键材料及部件制造取得技术突破。
内蒙古	《鄂尔多斯市“十四五”能源综合发展规划》	提出在 2025 年底前形成 40 万吨/年的绿氢供应，在 2030 年底前达到 100 万吨/年的绿氢制造规模。2025 年，整个内蒙古的绿氢产能规划目标是 48 万吨，鄂尔多斯相当于整个内蒙古的 80%。规划分三个阶段进行，每个阶段在氢源、制氢装备、应用场景等方面做了详细的布局。在推动可再生氢在煤化工行业的规模化应用方面，做了适应鄂尔多斯当地产业特色的安排，具体包括可再生氢+煤化工生产烯烃、天然气、油品及化工品，以及可再生氢+二氧化碳生产甲醇及下游产品等。对氢能产业的规划提出了 5 年建设 28 个氢能项目、投资 1584.47 亿元。
	《鄂尔多斯市氢能产业发展规划》（2022 年 6 月）	
宁夏	《宁夏回族自治区氢能产业发展规划（征求意见稿）》	有序开展创新与应用示范重点推动可再生能源制氢与煤化工耦合，积极拓展氢能交通、储发电等领域应用场景建设一批试点示范项目，逐步建立完整的产业体系。到 2025 年，稳步推动氢能在耦合煤化工的应用示范，可再生替代制氢比例显著提升。实现宁东基地规模化可再生能源制氢示范工程、绿耦合煤，打造国家生能制氢耦合煤化工示范区、西部绿产业基地和宁夏先行。石嘴山市积极开发焦化和氯碱工业副产氢，重点实施氢能—冶金—化工耦合应用项目。吴忠市通过可再生能源制氢合成氨，组建氢氨产业联盟，打造“中国氢氨谷”。
甘肃	《酒泉市“十四五”能源发展规划》	重点依托玉门、瓜州、金塔等县（市、区）现有的工业园区和产业基础，布局建设玉门 5 万吨/年、瓜州 3 万吨/年、金塔 2 万吨/年以上的绿氢制储基地，在新能源制氢、储氢、运输、加注、应用、氢能装备制造等领域延链补链，引进合成氨、尿素、甲醇等下游项目，带动氢能全产业链发展。积极推进宝丰多晶硅上下游协同项目电解水制氢站、陕煤集团源网荷储一体化项目电解水制氢站等项目建设，着力打造零碳制氢与可再生能源发电协同互补发展的新模式，构建集中式和分布式可再生能源制氢并举的氢能源供应体系。
新疆	《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	推进风光水储一体化清洁能源发电示范工程，开展智能光伏、风电制氢试点，促进可再生能源规模稳定增长。

资料来源：各地政府网站，德邦研究所

电力系统脱碳为绿氢制备提供契机。中国电力系统中火电装机占比由 2012 年的 71.49% 逐渐下降到 2021 年的 54.58%，可再生能源尤其是光伏、风电装机占比迅速提升，由 2012 年的 5.65% 提升至 2021 年的 26.73%。据《中国电力行业年度发展报告 2022》，2021 年全国单位火电发电量二氧化碳排放约为 828 克/千瓦时，比 2005 年降低 21.0%；全国单位发电量二氧化碳排放约为 558 克/千瓦时，比 2005 年降低 35.0%。在可再生能源占比不断提高的趋势下，电力系统碳排放水平将持续降低，这为电解水制氢提供了发展的契机，真正实现绿电制绿氢。国网能源研究院预测，非化石能源占一次能源消费比重 2025 年、2035 年、2050 年、2060 年分别有望达 22%、40%、69%、81%。2035 年前后非化石能源总规模超过煤炭。风能、太阳能将在 2030 年以后成为主要的非化石能源品种，2050 年占一次能源需求总量比重分别为 26% 和 17%，2060 年进一步提升至 31% 和 21%。

图 24：2012-2021 年全国电力装机结构占比变化



资料来源：中能传媒研究院，德邦研究所

绿氢需求爆发，我国氢能产业将达万亿级别。随着全球碳减排的力度加大，氢能尤其是绿氢的需求将不断提高。中国氢能联盟预计到 2050 年氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，氢气需求量接近 6000 万吨/年，按照一公斤氢气价格 20 元计算，我们预计 2050 年氢能年产值将达 1.2 万亿元。

3.2. 主要电解水制氢技术路线解析

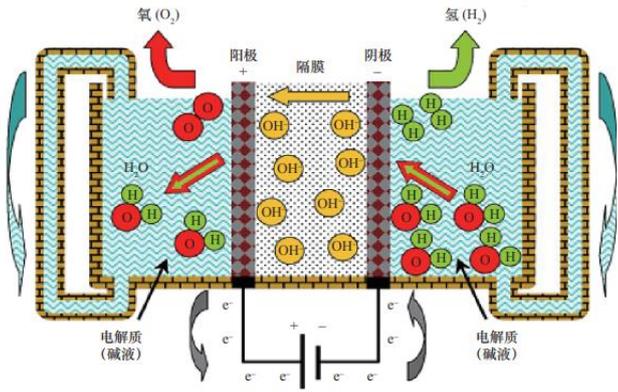
电解水制氢的原理是在充满电解液的电解槽中通入直流电，水分子在电极上发生电化学反应，分解成氢气和氧气。目前国内电解水制氢的主要技术有碱性水电解（AWE）、PEM（质子交换膜）电解两种。

（1）碱性水电解：

碱性电解技术是目前发展最成熟的电解水技术。碱性电解水制氢的基本原理：在电流作用下，水通过电化学反应分解为氢气和氧气，并在电解池的阴极和阳极析出。

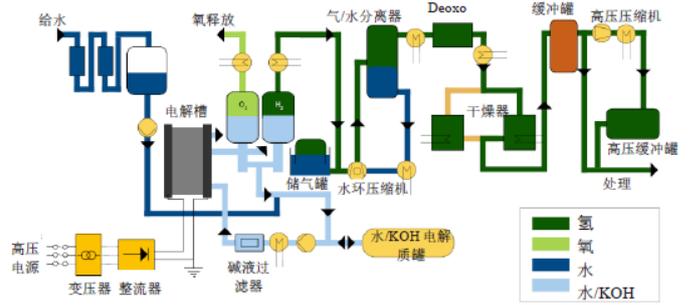
碱性电解水制氢设备系统相对复杂，主要包括电解槽、压力调节阀、碱液过滤器、碱液循环泵、碱液制备及贮存装置、氢气纯化装置以及气体检测装置等模块组成。碱性水电解制氢技术成熟，投资、运行成本低，但存在碱液流失、腐蚀、能耗高、占地面积大等问题。

图 25: 碱性水电解制氢的原理



资料来源: 曹军文等《中国制氢技术的发展现状》, 德邦研究所

图 26: 碱性水电解的工艺流程



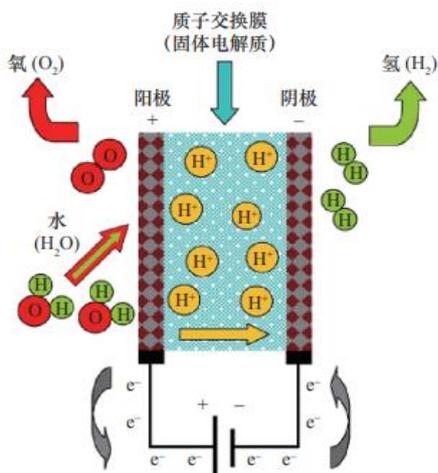
资料来源: IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

(2) PEM 电解:

PEM 电解技术目前处于市场化早期, 其主要部件包括具有质子交换能力的聚合物薄膜和分别与电解质薄膜两侧紧密连接的阴阳极催化层。和碱性电解水制氢技术不同, PEM 电解制氢技术使用质子交换膜作为固体电解质替代了碱性电解槽使用的隔膜和碱性电解质, 并使用纯水作为电解水制氢的原料, 避免了潜在的碱液污染和腐蚀问题。PEM 的工作原理: 水在阳极催化分解为氧气和 H^+ , H^+ 穿过电解质隔膜到达阴极, 并在阴极得电子生成氢气, 反应后的氢气和氧气通过阴阳极的双极板收集并输送。

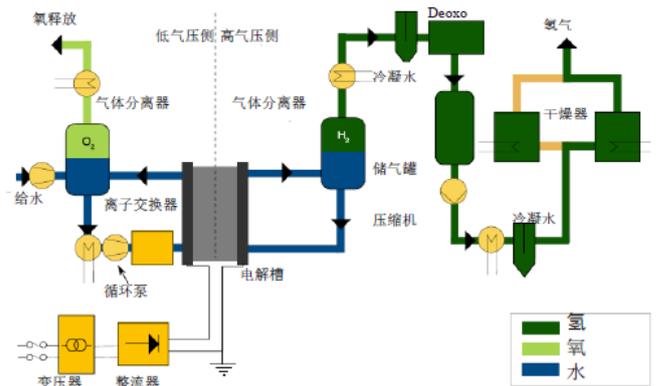
PEM 系统比碱性系统简单得多。通常在阳极(氧气)侧, 需要循环泵热交换器、压力控制及监测器。在阴极侧, 需要安装气体分离器、除氧组件(通常不需要差压)、气体干燥器和终端压缩机。

图 27: PEM 电解水制氢的原理



资料来源: 曹军文等《中国制氢技术的发展现状》, 德邦研究所

图 28: PEM 电解的工艺流程



资料来源: IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

根据 IRENA 发布的《绿氢降本路径: 扩大电解槽规模实现 1.5°C 气候目标》, 与碱性电解水制氢技术相比, PEM 电解水制氢技术具有电流密度大、氢气纯度高、响应速度快等优点, 但 PEM 电解槽单位成本远高于碱性电解槽。

- **PEM 电解槽电流密度更大，工作效率高：** PEM 电解槽的电流密度通常在 $10000\text{A}/\text{m}^2$ 以上，远高于传统碱性电解槽 $3000\text{-}4000\text{ A}/\text{m}^2$ 的电流密度。
- **PEM 电解槽产氢纯度更高：** PEM 电解槽的产氢纯度通常在 99.99% 左右。且质子交换膜的气体渗透率低，有助于避免氢气和氧气的气体交叉渗透现象，保证了设备运行的安全性。
- **碱性电解水响应速度慢：** 碱性电解质（如 KOH）会与空气中的 CO_2 反应，形成在碱性条件下不溶于水的碳酸盐，如 K_2CO_3 ，阻碍产物和反应物的传递，降低电解槽的性能。
- **碱性电解槽难以快速启停：** 碱性电解槽难以快速的关闭或者启动，制氢的速度也难以快速调节，因为必须时刻保持电解池的阳极和阴极两侧上的压力均衡。所以，碱性液体电解质电解槽难以与具有快速波动特性的可再生能源配合。
- **PEM 电解水制氢技术设备成本远高于碱性电解水制氢技术：** PEM 电解无法离开贵金属催化剂，对铱、铂、钛等贵金属依赖性高，高成本阻碍了 PEM 的产业化。

综合来看，我们认为 PEM 电解具有效率高、气体纯度高、绿色环保、无碱液、体积小、安全、产气压力高、与可再生能源具有良好的匹配性，在性能上整体优于碱性水电解；但 PEM 电解槽价格远高于碱性电解槽，我国碱性电解槽基本实现国产化，价格在 $2000\text{-}3000\text{ 元}/\text{KW}$ ，而 PEM 电解槽关键材料与技术依赖进口，价格在 $7000\text{-}12000\text{ 元}/\text{KW}$ ；且国内生产的 PEM 电解槽单槽最大制氢规模大约在 $200\text{Nm}^3/\text{h}$ ，且无大规模制氢应用案例，而碱性电解槽单槽产能已达到 $1000\text{ Nm}^3/\text{h}$ ，国内已有兆瓦级制氢应用，规模化应用使得碱性电解在设备折旧、土地折旧及运维成本上都远低于 PEM 电解。

表 6：电解水制氢技术和特性比较

特性	碱性水电解(AWE)	质子交换膜电解(PEM)
发展状况	商用化	市场化早期
电解效率(%), LHV	52~67	56~68
工作温度(° C)	70~90	50~80
工作压力 (bar, 1bar= 10^5Pa)	<30	<70
电解质	20%~30% KOH 或 NaOH	PEM(常用 Nafion)
电极/催化剂 (O 侧)	镀镍多孔不锈钢	Ir 氧化物
电极/催化剂 (H 侧)	镀镍多孔不锈钢	碳黑@Pt 纳米颗粒
电流密度(A/cm^2)	0.2~0.8	1.5~3
成本 CAPEX (系统) (USD/kW)	600	1000
规模	1000 m^3/h (标准状态)	单堆 100 m^3/h (标准状态)
电堆寿命(h)	50000	60000
能耗(kWh/kg)	50~78	50~83
负载波动范围	15%~110%	0~160%
启动时间	1~10 min	1s~5 min
上下波动	0.2%~20%(每秒)	100%(每秒)
停机	1~10 min	数秒
整体系统	氢氧侧等压设计，系统组成和操作复杂，成本高，氧水分离器容积大，系统留存氢气量多，安全性低，氢氧不完全	氢氧侧可压差设计；系统组成简单、紧凑、小型化，成本低；氢水分离器容积小，系

特点	<p>隔离, 难以通过多电解槽集成大规模系统</p> <p>最为成熟、大规模生产、商业化程度高、无贵金属催化剂、成本低; 有毒污染大、纯度低、体积大, 工作压力不够高</p>	<p>统留存氢气量少, 安全性高; 氢氧两侧物理隔离, 便于通过电解槽集成, 可集成 10~100 MW 的超大规模系统</p> <p>成本高(质子交换膜、铂和铱等金属催化剂)、无污染、产业化程度低; 电流密度大、系统响应快, 负荷波动范围宽; 效率高, 气体纯度高; 体积小; 性价比提升空间大</p>
----	---	--

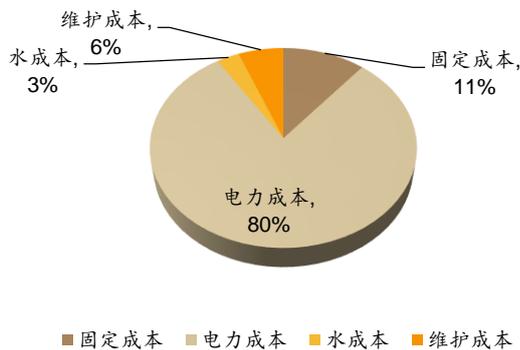
资料来源: 李星国《氢气制备和储运的状况与发展》, 德邦研究所

3.3. 多因素驱动绿氢降本

3.3.1. 电力价格决定电解水制氢的经济性

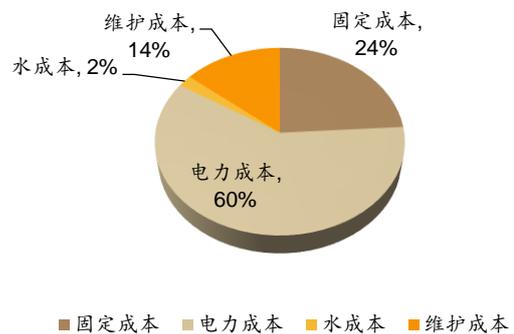
绿氢制备成本大头在电力成本上。根据中国产业发展促进会氢能分会测算, 以 1000Nm³H₂/h 碱性电解和 PEM 电解项目为例, 假设项目全生命周期为 20 年, 运行寿命 9 万小时, 固定成本涵盖电解槽设备、氢气纯化装置、材料费、安装服务费、土建费等项目, 电价以 0.3 元/kWh 计算, 碱性和 PEM 电解项目的平准制氢成本分别为 17.71 元/kg 和 23.3 元/kg, 其中, 电价分别占据 80% 和 60%。

图 29: 碱性电解制氢成本构成



资料来源: 中国产业发展促进会氢能分会, 德邦研究所

图 30: PEM 电解制氢成本构成



资料来源: 中国产业发展促进会氢能分会, 德邦研究所

根据电能来源的不同, 可将可再生能源制氢技术分为并网型制氢、离网型制氢两种。并网制氢是将风光机组产生的电能并入电网, 再从电网取电的制氢方式, 主要应用于大规模弃光弃风消纳和储能; 离网制氢是指将风光机组产生的电能直接提供给电解水制氢设备制氢, 主要应用于分布式制氢。

表 7: 并网制氢和离网制氢的优缺点比较

	并网制氢	离网制氢
优点	有电网作为稳定能源支撑且各主要设备成熟, 电压稳定。	可以获得较低的电力价格, 显著降低制氢成本。离网制氢系统效率较高, 减少了升/降压、整流、并网等设备的投资费用, 在系统成本上相较于并网制氢可减少约 40%。此外, 离网制氢无需经过光伏并网审批, 可大幅缩短建设周期, 规模和容量的设置也更为灵活。在大电网未覆盖地区, 如海上能源平台、偏远地区公路加油站、远海岛屿等, 离网式制氢系统可通过热、电、气多能联合供给的方式有效缓解能源短缺。
缺点	由于系统内电能需要经过逆变、升压、整流多次变换, 导致损耗较大, 最终电能利用效率偏低, 大概只有 89%。	电解制氢设备需要根据可再生能源的波动性快速启停, 目前碱性电解槽的工作负荷还不能完全适应。

资料来源：国际能源小数据，杨子龙等《离网式光伏电解制氢系统供电单元设计技术探讨》，德邦研究所

光伏制氢预计将成为可再生能源制氢的最主要形式。得益于西北地区丰富的日照资源，近期多个光伏制氢项目于西北地区落地。2021年11月，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启动建设，这是全球在建的最大光伏绿氢生产项目，投产后年产绿氢可达2万吨。2022年8月，三峡集团首个制氢项目——内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目正式开工建设。项目包括光伏电站及制氢厂两部分，其中光伏电站总装机规模为400兆瓦，年平均发电量为7.4亿千瓦时；制氢厂总装机规模为75兆瓦，每年可生产氢气约1万吨，副产氧气8.5万吨。项目预计于年内实现电站并网及氢能产出。建成后，项目总发电量的20%将直接输送至当地电网，剩余80%则全部用于电解水制氢。未来随着光伏发电成本的逐步降低，绿氢制备将愈发平价。

3.3.2. 碱性电解水制氢降本测算

当电价为0.4元/KWh时，碱性电解水制氢成本约30元/kg。测算假设如下：

- (1) 制氢规模：1000Nm³/h 碱性电解槽，每年工作时间2000h，每年制氢200万Nm³；
- (2) 投资成本：设备成本850万元，折旧期为10年，采用直线折旧，无残值；土地费用、土建和设备安装费用150万元，折旧期为20年；
- (3) 原料成本：每1m³氢气消耗原料水1kg，冷却水1kg，水费3.5元/t；
- (4) 辅助材料成本：每1m³氢气消耗0.0004kg KOH，KOH每公斤10元；冷却0.001KWh，冷却费0.2元/度；
- (5) 电价：假设工业用电价格0.4元/KWh，每1m³氢气耗电5KWh；
- (6) 人工和维护成本：每年40万元。

在电价为0.4元/KWh时，碱性电解水制氢的成本为29.92元/kg。

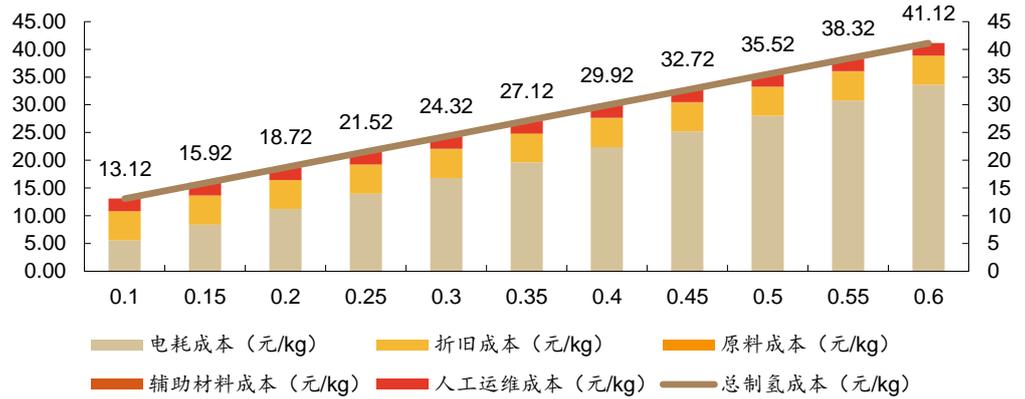
表8：碱性电解水制氢成本测算

成本项	成本 (元/Nm ³)	成本 (元/kg)
折旧成本	0.46	5.15
原料成本	0.007	0.08
辅助材料成本	0.0042	0.05
电耗成本	2	22.40
人工运维成本	0.2	2.24
总制氢成本	2.67	29.92

资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，《氢能产业发展报告2020》，德邦研究所测算

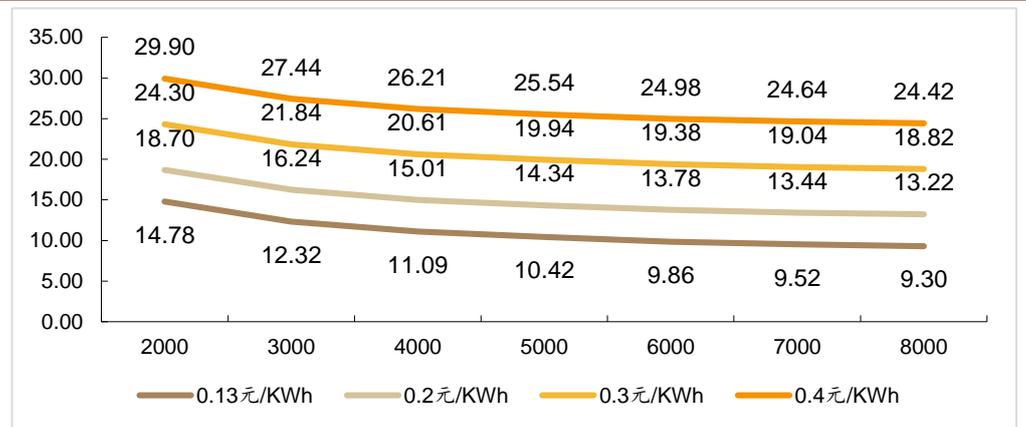
电价降低、电解槽工作时间延长可显著降低制氢成本。通过对制氢成本的拆解可知，碱性电解水制氢成本主要来自电耗成本和折旧成本。随着电价的降低，电解制氢成本也随之降低，同时电力成本的占比也同步降低。电力成本每下降0.1元/kWh，氢气成本平均下降5.6元/kg。另随着电解槽每年工作时间的延长，由于单位氢气固定成本的降低，制氢成本随之下降，从2000h提升至8000h后，单位氢气成本平均降低30%以上。

图 31：碱性电解制氢在不同电价下的制氢成本（横坐标为电价，单位：元/KWh）



资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，《氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所测算

图 32：不同条件下制氢成本与电解槽工作时间的关系（横坐标表示电解槽年工作时间，单位：h；纵坐标表示制氢成本，单位：元/kg）



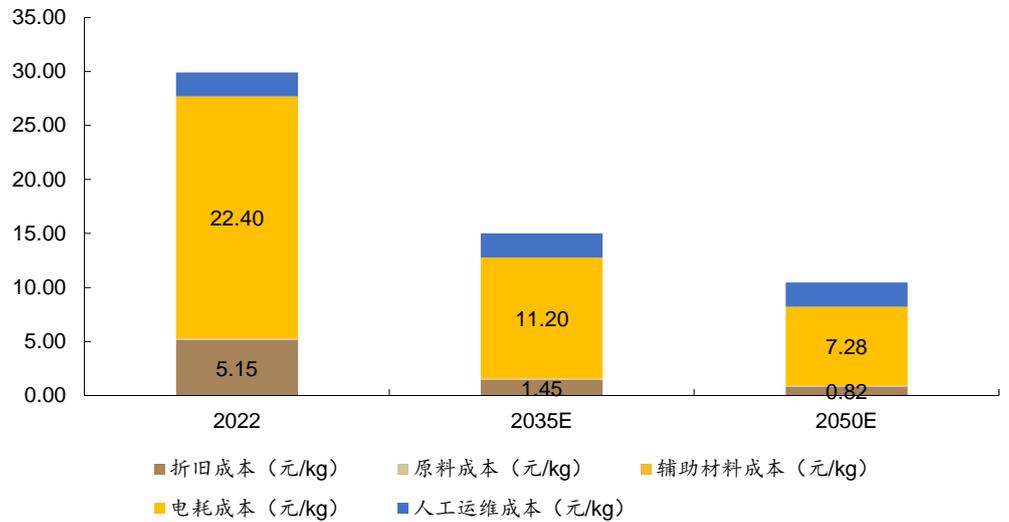
资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，德邦研究所

我们预计 2035 年、2050 年，碱性电解水制氢成本分别约达到 15 元/kg 和 10 元/kg。测算假设如下：

- (1) 电价假设：根据国家发改委的《中国 2050 年光伏发展展望(2019) 》的预测，至 2035 年和 2050 年光伏发电成本相比当前预计约下降 50% 和 70%，达到 0.2 元/kWh 和 0.13 元/kWh。
- (2) 碱性电解系统设备价格：当前碱性电解系统设备价格约在 2000 元 /KW 左右，根据《中国氢能产业发展报告》报告的预测，2035 年、2050 年价格将分别为 1125 元/KW、800 元/KW，降幅分别达到 43.75%、60%。
- (3) 系统年工作时间：碱性电解槽工作时间的提升依赖于技术的进步，假设 2035 年、2050 年的工作时间分别达到 4000h/年、5000h/年。
- (4) 人工和维护成本：保持不变
- (5) 原料及辅助材料成本：保持不变

2035 年、2050 年，碱性电解水制氢成本分别为 15.01 元/kg、10.47 元/kg。其中电耗成本分别为 11.2 元/kg、7.28 元/kg；折旧成本分别为 1.45 元/kg、0.82 元/kg。

图 33：碱性电解水制氢成本预测（制取每公斤氢气成本）



资料来源：国家发改委，《中国氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所测算

3.3.3. PEM 制氢降本测算

当电价为 0.4 元/KWh 时，PEM 电解水制氢成本约 40 元/kg。测算假设如下：

- (1) 制氢规模：1000Nm³/h PEM 电解槽，每年工作时间 2000h，每年制氢 200 万 Nm²；
- (2) 投资成本：设备成本 3000 万元，折旧期为 10 年，采用直线折旧，无残值；土地费用、土建和设备安装费用 200 万元，折旧期为 20 年；
- (3) 原料成本：每 1m³ 氢气消耗原料水 1kg，冷却水 1kg，水费 3.5 元/t；
- (4) 辅助材料成本：冷却 0.001KWh，冷却费 0.2 元/度；
- (5) 电价：假设工业用电价格 0.4 元/KWh，每 1m³ 氢气耗电 4.5KWh；
- (6) 人工和维护成本：每年 40 万元。

在电价为 0.4 元/KWh 时，PEM 电解制氢的成本为 39.84 元/kg。

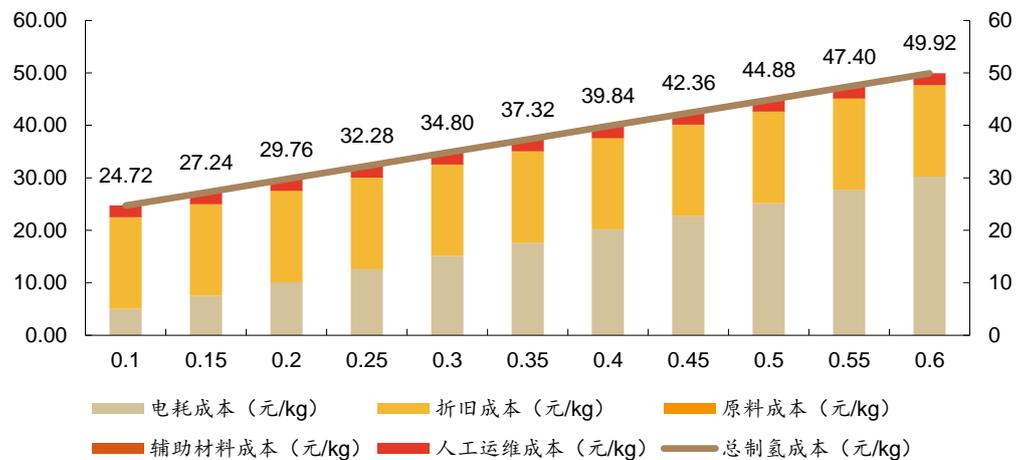
表 9：PEM 电解制氢成本测算

成本项	成本 (元/Nm ³)	成本 (元/kg)
折旧成本	1.55	17.36
原料成本	0.007	0.08
辅助材料成本	0.0002	0.002
电耗成本	1.8	20.16
人工运维成本	0.2	2.24
总制氢成本	3.56	39.84

资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，《氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所测算

仅电价下降的 PEM 电解制氢仍不具备经济性。在其他条件不变的前提下，即使电价达到 0.1 元/KWh，PEM 电解制氢成本仍接近 25 元，依然是最不具备经济性的制氢方式。PEM 大规模推广的前提是降低 PEM 设备的生产成本。

图 34：PEM 电解制氢在不同电价下的制氢成本（横坐标为电价，单位：元/KWh）

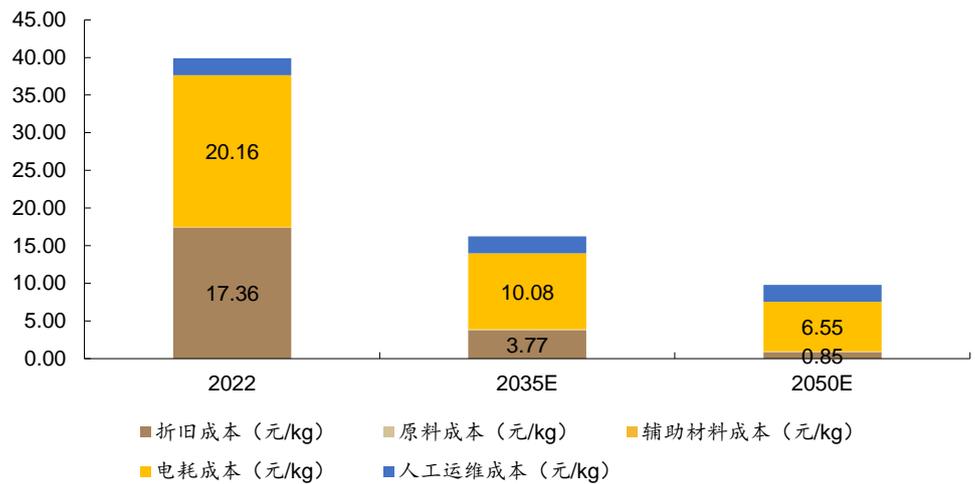


资料来源：张轩等《电解水制氢成本分析》，《氢能产业发展报告 2020》，德邦研究所测算

我们预计 2035 年、2050 年，PEM 电解制氢成本分别约达到 16 元/kg 和 10 元/kg。测算假设如下：

- (1) 电价假设：参考碱性电解电价假设。
- (2) PEM 电解系统设备价格：当前 PEM 电解系统设备价格约在 9500 元/KW 左右，根据《中国氢能产业发展报告》报告的预测，2035 年、2050 年价格预计分别为 4125 元/KW、1400 元/KW。
- (3) 系统年工作时间：预计到 2050 年，PEM 电解槽工作时间将比碱性电解槽高出 20%，假设 2035 年、2050 年的工作时间分别达到 4000h/年、6000h/年。
- (4) 人工和维护成本：保持不变。
- (5) 原料及辅助材料成本：保持不变。

图 35: PEM 制氢成本预测 (制取每公斤氢气成本)



资料来源: 国家发改委, 张轩等《电解水制氢成本分析》, 《氢能产业发展报告 2020》, 德邦研究所测算

2035 年、2050 年, PEM 电解制氢成本分别为 16.21 元/kg、9.77 元/kg。其中电耗成本分别为 10.08 元/kg、6.55 元/kg; 折旧成本分别为 3.77 元/kg、0.85 元/kg。2035 年左右, PEM 电解成本将与碱性电解持平。

3.4. 电解槽及关键材料的投资机会

3.4.1. 电解槽设备整体市场空间测算

电解水制氢系统市场规模: 根据《中国氢能源及燃料电池产业白皮书 (2019 年版)》, 中国氢能需求到 2030 年将超过 3500 万吨, 到 2050 年将接近 6000 万吨。且电解水制氢将逐步成为我国氢能供应的主体, 在氢能供给结构占比将在 2040、2050 年分别达到 45%、70%。电解槽系统装机量 2050 年将达到 500GW, 市场规模突破 7000 亿元。碱性电解槽市场占比预计将在较长时间占据主导地位, 未来随着 PEM 电解槽系统成本不断降低, PEM 电解槽市场份额有望接近碱性电解槽。

表 10: 电解槽系统市场规模预测

	2025E	2030E	2040E	2050E
电解水制氢占比	3%	10%	45%	70%
电解槽系统装机量 (GW)	10	35	200	500
电解系统市场规模 (亿元)	800	2000	6000	7000
碱性电解槽市场占比	95%	90%	80%	60%
PEM 电解槽市场占比	5%	10%	20%	40%
碱性电解槽系统设备价格 (元/KW)	1250-2000	1000-1500	800-1200	600-1000
PEM 电解槽系统设备价格 (元/KW)	6000-12000	3000-8000	1500-4000	800-2000

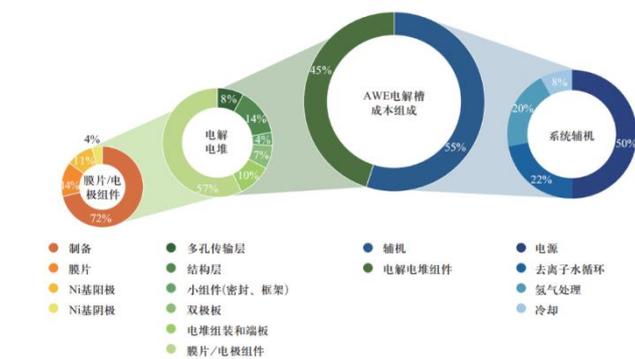
资料来源: 《中国氢能产业发展报告 2020》, 德邦研究所

3.4.2. 电解槽关键材料及重点技术方向

对于碱性电解槽而言，设备成本主要由电极、膜片等核心部件的成本驱动。在碱性电解槽电解电堆的成本组成中，超过 50%的成本与电极和膜片有关。碱性电解制氢系统的辅机部分，碱液循环以及氢气后处理对成本降低较为重要。

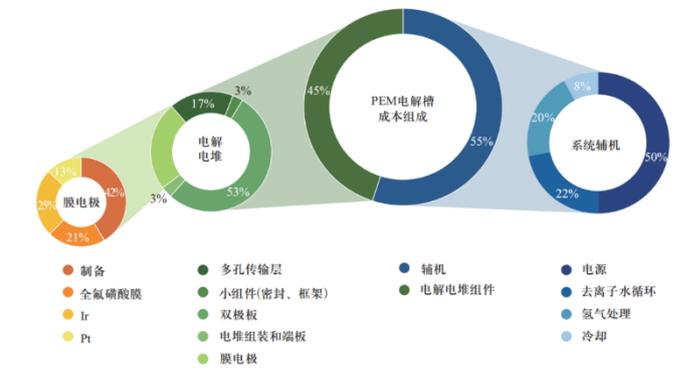
对于 PEM 电解槽而言，电解电堆设备成本主要由双极板等核心部件的成本驱动。在 PEM 电解槽电解电堆中双极板成本占比约 53%，双极板占 PEM 电解系统总成本的 1/4，主要因为其通常需要使用 Au 或 Pt 涂层。目前正在研究价格更低廉的替代材料，如使用 Ti 涂层来保持其功能特性不受影响，同时降低成本。稀有金属 Ir 是膜电极材料的重要组成部分，在实际应用中，虽然 Ir 在整个 PEM 电解系统中成本占比不到 10%，但由于供应严重不足，可能成为后期 PEM 电解槽生产的瓶颈。

图 36：碱性电解槽成本组成



资料来源：IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

图 37：PEM 电解槽成本组成



资料来源：IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

电解槽未来有着较大的降本和技术提高空间。对于碱性电解槽，重点在于（1）增加电流密度，增加工作效率；（2）快速启停、快速响应负荷。对于 PEM 电解槽，降低成本是其主要考虑因素，重点领域是双极板、PTL 和催化剂镀膜，三者成本比重较大，且有巨大的降低潜力。具体方向为：（1）减少膜厚度，从而降低成本；（2）减少贵金属催化剂的用量。

表 11：电解槽技术突破目标及研发重点

	2020	2050 目标	研发重点
PEM 电解槽			
额定电流密度	12 A/cm ²	46 A/cm ²	设计、膜
电压范围（极值）	1.4-2.5 V	< 1.7 V	催化剂、膜
运行温度	50-80°C	80°C	对耐用性的影响
电池压力	< 30 bar	> 70 bar	膜、催化剂再转换
负荷范围	5%-120%	5%-300%	膜
H ₂ 纯度	99.9%-99.9999%	相同	膜
电压效率（LHV）	50%-68%	>80%	催化剂
电效率（电堆）	47-66 kWh/Kg H ₂	< 42 kWh/Kg H ₂	催化剂/膜
电效率（系统）	50-83 kWh/Kg H ₂	< 45 kWh/Kg H ₂	配套设施
使用寿命（电堆）	50000-80000 小时	100000-120000 小时	膜、催化剂、PTL
电堆组规模	1 MW	10 MW	MEA、PTL

电极面积	1500 cm ²	> 10000 cm ²	MEA、PTL
冷启动（至标称负荷）	< 20 分钟	< 5 分钟	隔热（设计）
资本成本（电堆）最低 1 MW	400 美元/kW	< 100 美元/kW	MEA、PTLs、BP
资本成本（系统）最低 10 MW	700-1400 美元/kW	< 200 美元/kW	整流器、水净化

碱性电解槽

额定电流密度	0.2-0.8 A/cm ²	> 2 A/cm ²	隔膜
电压范围（极值）	1.43 V	< 1.7 V	催化剂
运行温度	70-90 °C	> 90 °C	隔膜、框架、配套设施组件
电池压力	< 30 bar	> 70 bar	隔膜、电池、框架
负荷范围	15%-100%	5%-300%	隔膜
H ₂ 纯度	99.9%-99.9998%	> 99.9999%	隔膜
电压效率（LHV）	50%-68%	> 70%	催化剂、温度
电效率（电堆）	47-66 kWh/Kg H ₂	< 42 kWh/Kg H ₂	隔膜、催化剂
电效率（系统）	50-78 kWh/Kg H ₂	< 45 kWh/Kg H ₂	配套设施
使用寿命（电堆）	60000 小时	100000 小时	电极
电堆组规模	1 MW	10 MW	电极
电极面积	10000-30000 cm ²	30000 cm ²	电极
冷启动（至标称负荷）	< 50 分钟	< 30 分钟	隔热（设计）
资本成本（电堆）最低 1 MW	270 美元/kW	< 100 美元/kW	电极
资本成本（系统）最低 10 MW	500-1000 美元/kW	< 200 美元/kW	配套设施

资料来源：IRENA, Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal, 德邦研究所

3.4.3. 电解槽关键领域的投资机会

（1）碱性电解槽：国内主流的碱性电解槽企业均具备大功率电解槽的生产能力，负载可调范围广，产品成熟度高。据 TrendBank 统计，2022 年碱性电解槽企业已披露产能接近 11GW，按照目前碱性电解槽 2000 元/KW 的售价预测，年市场空间已超过 200 亿元。

表 12：国内主要电解水装备企业

电解水装备企业	2022 年产能
中国船舶集团第七一八研究所	1.5GW（碱性+PEM）
考克利尔竞力（苏州）氢能科技有限公司	1GW
天津大陆制氢设备有限公司	1GW
西安隆基氢能科技有限公司	1.5GW
阳光氢能科技有限公司	1GW
北京中电丰业技术开发有限公司	0.5GW
苏州希倍优氢能科技有限公司	1GW
山东奥扬新能源科技股份有限公司	1GW
深圳市瑞麟科技有限公司	0.3GW

资料来源：TrendBank, 德邦研究所

碱性电解槽装备行业竞争格局相对激烈，既有中船 718、天津大陆、苏州竞力等老牌公司，也有隆基、阳光这样的新能源设备巨头。我们认为，随着隆基、阳光这样的标杆企业介入电解槽赛道，国内的电解槽市场将面临快速洗牌，不适应市场需求的企业将被快速淘汰。目前市场对碱性电解槽提出的新的要求是能够快速启停、能够快速响应负荷、同时还能降低电耗。未来随着风光氢储一体化项目的推进，势必要求碱性电解槽的响应能力在现有的基础上实现较大突破，看好

取得技术突破的企业市占率大幅度提高。

(2) 双极板：双极板是电解槽的关键材料，未来随着电解槽装机规模的提高，有望迎来需求爆发。PEM 电解槽市场在水电解制氢中占比在 2030 年将达 10%，电解槽成本中，双极板约占 25%，仅 PEM 电解槽市场的双极板市场空间在 2025/2030/2040/2050 年分别为 10/50/300/700 亿元。且双极板广泛应用于燃料电池领域，有望与电解槽形成协同。

(3) 催化剂：关注铂、铱等小金属。PEM 的关键材料具备局限性，阳极侧具有高的氧化可能性。只有为数不多的材料可以在这些条件下长期运行，因此，PEM 使用铱这种稀缺的材料，并且 PTL 需要使用大量的钛基镀铂材料。目前 PEM 铂的使用量约为 1g/kW，全球初级铂金产量约为每年 200 吨；铱的使用量约为 1-2.5 g/kW，目前全球矿产铱金的年产量为 7-7.5 吨，仅可支持全球约 4.1GW/年的 PEM 电解槽产能。且铂、铱供应多元化严重不足，全球 70% 以上的铂和 85% 以上的铱来自南非，2022 年 9 月铂的价格超过 200 元/克，铱的价格接近 1000 元/克（近一年最高价高于 1500 元/克）。当前欧盟已经规划了 PEM 电解水制氢来逐渐取代碱性水电解制氢的发展路径，预计短期内 PEM 仍无法摆脱依赖铂、铱金属的技术困境，铂、铱有望持续维持高价。

4. 投资建议

全球氢能建设高潮来临，可再生能源制氢迎来广阔的发展机遇。中短期工业副产氢将迎来业绩放量机会，中长期可再生能源制氢产业大规模发展，看好前期布局的相关设备商及运营商。建议关注：煤化工行业领军企业，立志打造全球最大绿氢公司的【宝丰能源】；国家电投控股，积极布局 CCUS 技术的【远达环保】；布局碱性电解槽赛道，5 年内形成 5-10GW 电解水制氢设备产能的【隆基绿能】；冷链压缩机龙头，布局 CCUS 及氢能的【冰轮环境】；PDH 龙头，携手中核集团打造零碳产业园的【东华能源】；拥有铂族金属资源的【贵研铂业】；打造制氢、储氢、运氢及氢能应用全产业链的【鸿达兴业】。

5. 风险提示

1) 政策推进不及预期

可再生能源制氢政策扶持，若政策发生变化，可能会对行业产生影响。

2) 国产替代不及预期

目前碱性电解槽关键设备我国已基本实现国产替代，而我国在 PEM 电解槽上起步较晚，目前关键技术与材料仍有其他国家掌握，若未来不能在相关领域形成突破，将对 PEM 电解槽产业造成不利影响。

3) 氢能应用终端市场发展不及预期

制氢产业发展的核心来自下游的需求，若下游对工业绿氢、氢燃料等需

求度不高，则会影响制氢产业的发展。

信息披露

分析师与研究助理简介

倪正洋，2021年加入德邦证券，任研究所大制造组组长、机械行业首席分析师，拥有5年机械研究经验，1年高端装备产业经验，南京大学材料学学士、上海交通大学材料学硕士。2020年获得iFinD机械行业最具人气分析师，所在团队曾获机械行业2019年新财富第三名，2017年新财富第二名，2017年金牛奖第二名，2016年新财富第四名。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅；	类别	评级	说明
2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	股票投资评级	买入	相对强于市场表现20%以上；
		增持	相对强于市场表现5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现5%以下。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。

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。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究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。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。