

2024 年 04 月 25 日

电力设备及新能源

SDIC

行业专题

证券研究报告

氢能“1+N”政策体系已行至何处？

▣ 逐步放开绿氢生产环节的危化品限制，氢能能源属性有望进一步明确。我国长期以来将氢规到危化品管理，一定程度上限制了绿氢的生产应用场景拓展和经济性改善。2022 年，《氢能产业发展中长期规划（2021-2035）》首次明确氢能是未来能源体系的重要组成部分；2023 年，习近平主席赴地方考察时多次提到氢能的能源定位；目前，吉林、内蒙古、新疆等地明确允许制加氢一体站和新能源制氢项目在非化工园区生产，绿氢生产无需取得危化品许可证。从绿氢生产环节开始，氢能的能源定位在逐步落地。

▣ 绿氢项目或给予新能源直接并网支持，或直接匹配新能源指标。当前绿氢项目 IRR 偏低，为推动项目开展，省级层面已出台两类配套新能源支持政策：（1）以内蒙古为代表，并网型绿氢项目年上网电量不超过年总发电量的 20%，考虑到绿色认证，进一步规定项目年下网电量不超过项目年总用电量的 10%。（2）以新疆为代表，按年产 1 万吨氢支持 30-45 万千瓦市场化并网光伏或相当规模风电，所发电量并网消纳。新能源指标或并网支持一定程度上可改善项目 IRR。

▣ 绿氢直接补贴与电价支持并行，期待后者有进一步动作。目前市级层面已部分出台绿氢直接补贴或电价支持政策。直接补贴多采用退坡补贴形式，如鄂尔多斯 2023-2025 年绿氢单位补贴分别为 4/3/2 元/公斤，宁东地区则针对应用于化工领域的绿氢补贴 5.6 元/公斤。氢能产业发展中长期规划提到“研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策”，目前国内明确出台电价支持政策的地区主要是四川省的成都市和攀枝花市。其中，成都市对制氢设计能力 500Nm³/h（含）以上企业，按实际用电量给予 0.15-0.2 元/kWh 电费补贴，年补贴额最高不超过 2000 万元。以 0.175 元/kWh 的补贴和系统单耗 5kWh/Nm³ 测算，单个制氢企业每年最高补贴 1.14 亿度电，对应的制氢能力为 2078 吨/年。

▣ 投资建议：当前我国氢能“1+N”政策体系逐步完善，行业投资遵循一个思路，两条线索：一个思路是寻找确定性高的价值增量环节，两条线索分别是制氢系统、制氢现场连接终端消纳的储运环节。建议关注石化机械、华光环能、海鸥股份、禾望电气、科威尔、中集安瑞科、冰轮环境、蜀道装备和富瑞特装等。

▣ 风险提示：政策进度不及预期，产业进展不及预期，行业重大安全事故。

投资评级 **领先大市-A**
维持评级

首选股票 目标价（元） 评级

行业表现



资料来源：Wind 资讯

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	-4.9	-6.2	-13.3
绝对收益	-5.5	1.3	-24.9

杨振华

分析师

SAC 执业证书编号：S1450522080006

yangzh5@essence.com.cn

相关报告

氢能：主席四川考察提及氢能，中核巴里坤 1GW 风电制氢申请报告招标	2023-07-30
氢能：能源属性有望进一步明确，昇辉科技电解槽首台套订单获突破，科威尔中标 5MW 级碱槽相关测试设备	2023-07-23
电新行业周报（2023 年第 22 期）广东发布《促进新型储能电站发展若干措施》，工商业储能盈利能力再获增强	2023-06-12
TOPCon 迎规模量产，技术红利释放	2023-05-28

目 内容目录

1. 构建氢能“1+N”政策体系	3
2. 绿氢端初步形成区域性支持政策.....	3
2.1. 放开生产环节危化品限制，能源属性有望进一步明确	3
2.2. 探索适合绿氢项目的支持政策	4
2.2.1. 给予新能源并网支持.....	4
2.2.2. 部分地区发布绿氢直接补贴政策或投资补贴	5
2.2.3. 探索可再生能源发电制氢支持性电价政策	6
3. 投资建议.....	6
4. 风险提示.....	6

目 图表目录

图 1. 氢能产业链基本图谱	3
图 2. 我国氢能“1+N”政策体系	3
表 1: 多地放开绿氢生产环节的危化品限制	4
表 2: 离网和并网制氢模式对比	5
表 3: 部分地区绿氢直接补贴政策汇总（补贴单位：元/kg 氢气）	6

1. 构建氢能“1+N”政策体系

2022年3月,《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》提到,我国要积极发挥规划引导和政策激励作用,聚焦氢能产业发展的关键环节和重大问题,在氢能规范管理、氢能基础设施建设运营管理、关键核心技术装备创新、氢能产业多元应用试点示范、国家标准体系建设等方面,制定出台相关政策,打造氢能产业发展“1+N”政策体系,到2025年形成较为完善的氢能产业发展制度政策环境。2024年3月,国家能源局《2024年能源工作指导意见》

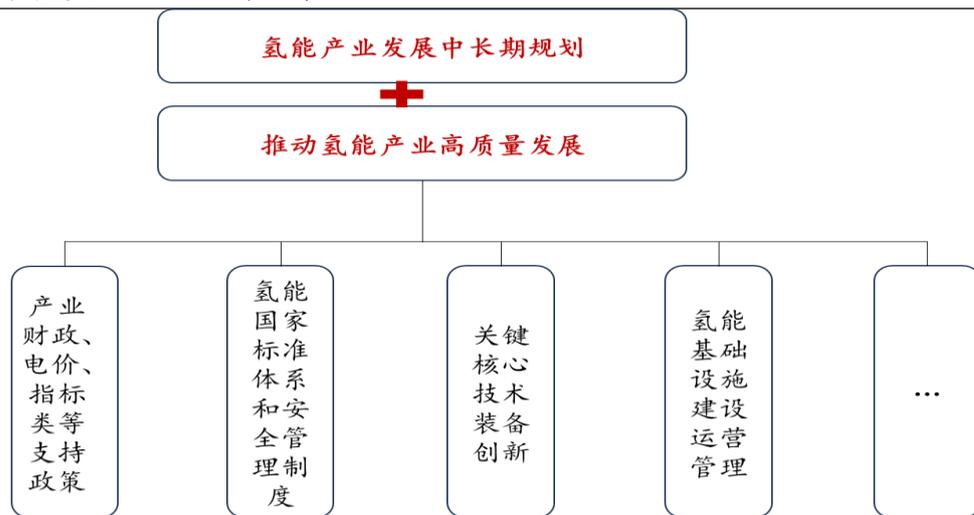
进一步提到要编制加快推动氢能产业高质量发展的相关政策。结合近几年国家和地方出台的氢能政策,可以清晰的看到,我国正在从技术和市场两方面打造氢能政策体系,“1+N”政策体系正逐步完善。考虑到制氢端的重要变化和绿氢发展空间,本报告主要梳理面向绿氢的主要政策。

图1. 氢能产业链基本图谱



资料来源: 国投证券研究中心

图2. 我国氢能“1+N”政策体系



资料来源: 国家能源局, 国投证券研究中心

2. 绿氢端初步形成区域性支持政策

2.1. 放开生产环节危化品限制, 能源属性有望进一步明确

从探索放开到局部放开, 从加氢站到绿氢项目, 内蒙、新疆等多地放开绿氢生产环节的危化品管理。长期以来, 国内政策将氢列为危化品管理, 制氢领域的监管体系主要在危化品

监管框架下进行，制氢需取得危化品生产许可证且在化工园区内进行。严格的生产限制抬高氢气制取和运输成本，进而影响终端用氢和氢能项目的经济性。2022 年氢能中长期规划中提到“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分”“氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体”，我们认为这体现了氢能的短期和中长期定位，即短期主要作为工业原料助力工业领域碳达峰碳中和，中长期往能源转型，这也是规划文件中首次将氢能定义为能源。与此对应，地方对绿氢的属性管理也经历了从探索放开到局部放开，从制加氢一体站到新能源制氢项目放开的过程。（1）2022 年上半年山东提到“探索可再生能源制氢、制氢加氢一体站试点项目不在化工园区发展”；（2）2023 年下半年开始地方开始加速，先是广东允许非化工园区建设制加氢一体站，之后河北、吉林、内蒙、新疆等先后出台政策允许制加氢一体站和新能源制氢项目在非化工园区生产。放开绿氢生产环节的危化品限制有利于提升项目的建设效率，且可在消纳场景就近制氢，助力降低绿氢全链路成本。

表1：多地放开绿氢生产环节的危化品限制

地区	时间	政策名称	相关内容
山东	2022 年 3 月	《2022 年“稳中求进”高质量发展政策清单（第二批）的通知》	探索可再生能源制氢、制氢加氢一体站试点项目不在化工园区发展，且不受固定资产投资额不低于 3 亿元的限制。
广东	2023 年 6 月 28 日	《广东省燃料电池汽车加氢站建设管理暂行办法》	允许在非化工园区建设制加氢一体化站，自 7 月 1 日起实施。
河北	2023 年 7 月 5 日	《河北省氢能产业安全管理办法（试行）》	氢能企业按行业类别归口监督管理，绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。允许在化工园区外建设电解水制氢（太阳能、风能等可再生能源）等绿氢生产项目和制氢加氢一体站。氢能运输依然按照危险货物运输管理，应取得危险货物运输相关许可；化工企业的氢能生产，仍需取得危险化学品安全生产许可。
吉林	2023 年 11 月 15 日	《吉林省氢能产业安全管理办法（试行）》	电解水制氢（太阳能、风能等可再生能源）等绿氢生产项目及其制氢加氢一体站不需在化工园区内建设。绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。氢能运输按照危险货物运输管理，应取得危险货物运输相关许可。
内蒙古	2024 年 2 月 26 日	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	允许在化工园区外建设太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目和制氢加氢站（不包含化石能源制氢和工业副产氢）。太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目不需取得危险化学品安全生产许可。
新疆	2024 年 3 月 26 日	《关于加快推进氢能产业发展的通知》	允许在化工园区外建设太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目和制氢加氢站。太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目不需取得危险化学品安全生产许可。
四川	2024 年 4 月 17 日	《四川省进一步推动氢能全产业链发展及推广应用行动方案（2024—2027 年）（征求意见稿）》	在国家新出台更明确的规定前，电解水制氢的储存、运输加装、使用等，暂时参照现行天然气管管理相关规定执行。化工企业的氢能生产，应取得危险化学品安全生产许可，绿氢生产不需取得危险化学品安全生产许可。

资料来源：各地方政府官网，国投证券研究中心

2.2. 探索适合绿氢项目的支持政策

目前，国家层面无论是绿氢直接补贴、电价支持亦或是新能源指标支持，暂均未出台明确的相关政策，但各地方结合实际围绕新能源指标、电价支持和直接补贴出台了相关政策。

2.2.1. 给予新能源并网支持

方案一：部分地区并网型项目给予 20% 并网指标，且明确下网电量指标。我国目前备案的新能源制氢项目分为离网型和并网型两类，考虑到项目经济性及制氢设备现有技术水平（主要是电解槽对风光出力波动的适应性和响应速度）、控制策略（绿氢生产与下游化工生产的动态耦合问题、多模组下的启停控制策略等）等实际问题，目前国内绿氢项目多为并网型项目。以内蒙古自治区为例，并网型风光制氢一体化项目可向电网送电，年上网电量不超

过年总发电量的 20%，并网型项目作为整体接受公用电网统一调度，自发自用电量暂不征收系统备用费和政策性交叉补贴；考虑到绿氨绿醇出口海外的绿色认证问题，内蒙古能源局在 2023 年的实施细则中进一步明确“年下网电量不超过项目年总用电量的 10%”。其他地区如吉林等地颁布有类似的并网指标支持。

表2：离网和并网制氢模式对比

模式	并网（稳负荷）	离网（变负荷）	并网组合式（稳负荷）	联网不上网（变负荷）
模式描述	前端供电侧采用光伏等可再生能源发电，后端电解水制氢采用从大电网下电模式，同时在一定周期内（如一年内）确保前端供电侧光伏等可再生能源发电量和后端电解水制氢所需电量相同。在交易时通过绿电交易实现间接的绿氢制取。	前端供电侧由光伏等可再生能源发电，后端电解水制氢所需电力从可再生能源发电场数设增量配电网、孤网等方式直接送达。在此模式中，绿氢的制取用电来自绿电直供。绿氢的生产负荷与绿电的发电负荷完全匹配，或者在配一定量储能、调峰设施的情况下实现负荷大部分实时匹配，小部分稳定运行。	前端供电侧由光伏等可再生能源发电、后端电解水制氢所需电力由大电网和从可再生能源发电场数设孤网直供电力共同提供。同时在一定周期内（如一年内），确保前端供电侧光伏等可再生能源发电量和后端电解水制氢所需电量相同。绿氢所需电力由绿电以直接和间接两种方式组合提供，在需求侧能够根据直供电量变化调节大电网取电量，从而保证制氢装置稳定运行。	前端供电侧由光伏等可再生能源发电，后端电解水制氢所需电力由大电网和从可再生能源发电场数设孤网直供电力共同提供，其中大电网供电保公用工程稳定运行。绿氢的生产负荷与绿电的发电负荷基本匹配，或者在配一定量储能、调峰设施的情况下实现负荷大部分实时匹配，小部分稳定运行。
优点	能保证电解水制氢装置的长周期稳定运行，不需要多建部分电解水制氢、储氢能力来满足下游化工用户的稳定用氢需求。	电力成本较低，无需电网配合。	既享受直供绿电低成本，又享受电网稳定供电保障。不需要多建部分电解水制氢、储氢能力来满足下游化工用户的稳定用氢需求。	电力成本较低，对电网配合要求低，公用工程安全运行有保障。
缺点	高度依赖电网，电网过网费用高，制氢用电费用增加明显。不适用于对可再生能源电力接入适用性差的电网，和未实施绿电交易的地区。	不能保证电解水制氢装置满负荷稳定运行，需要多建部分电解水制氢、储氢能力，或弃掉部分可再生电力，来满足下游化工用户的稳定用氢需求。另外公用工程安全运行难以保障。	需要电网随时默契配合调节购电量，保障制氢厂稳定供电，实操难度大。	不能保证电解水制氢装置满负荷稳定运行，需要多建部分电解水制氢、储氢能力。

资料来源：王敏《绿氢在石化化工行业的应用前景分析》，国投证券研究中心

方案二：直接给予新能源指标。除内蒙古并网型项目给予 20%上网指标的政策外，新疆、湖北、江西等地则采用直接给予新能源指标的支持政策。（1）新疆：2023 年 5 月《关于加快推进新能源及关联产业协同发展的通知》提出对 2024 年 8 月底前满负荷生产的绿电制氢项目，准许项目业主新建同等规模（年产 1 万吨氢气配置 15 万千瓦光伏规模，风电规模按上一年度区域光伏平均利用小时数/风电平均利用小时数折算）的新能源项目且所发电量可并网消纳；电网消纳部分需按新能源规模的 20%、2 小时时长配置储能规模。2024 年 3 月新疆将政策支持力度进一步扩大为 2024 年 12 月底前建成投产或 2024 年内备案并于一年内建成投产的项目，视工艺水平先进程度，按年产 1 万吨氢支持 30-45 万千瓦市场化并网光伏或相当规模风电，所发电量并网消纳。（2）湖北：根据《湖北省氢能产业发展规划（2021-2035 年）》，对在可再生能源富集地区发展风光水规模电解水制氢，按照 1000Nm³/h 制氢能力、奖励 50MW 风电或光伏开发资源并视同配置储能。支持电解制氢企业用电参与市场化交易。

2.2.2. 部分地区发布绿氢直接补贴政策或投资补贴

内蒙古、宁夏等地直接补贴绿氢生产或应用。目前绿氢生产和应用仍不具备经济性，限制其商业化进展。基于此，部分地区出台针对绿氢的直接退坡补贴政策，其中典型代表是内蒙古和宁夏地区。根据《鄂尔多斯市支持氢能产业发展若干措施》，在 2022—2025 年期间，对落地鄂尔多斯且氢气产能大于 5000 吨/年的风光制氢一体化项目主体，按绿氢实际销售量（对于一体化绿氢制化学品项目，由第三方公司对绿氢产量进行核定）给予退坡补贴，2022—2023 年补贴 4000 元/吨，2024 年补贴 3000 元/吨，2025 年补贴 2000 元/吨。此外，

2024 年《宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施 2024 年修订版（送审稿）》提出“鼓励、支持化工企业使用绿氢逐步替代煤制氢和甲醇制氢。对在宁东基地实施绿氢替代的化工项目，经认定，本级财政按 5.6 元/公斤标准给予用氢补贴，单个企业每年不超过 500 万元，最多补贴 3 年”。

表3：部分地区绿氢直接补贴政策汇总（补贴单位：元/kg 氢气）

地区	时间	文件	2023 年	2024 年	2025 年
吉林	2022 年 11 月 30 日	吉林省人民政府关于印发支持氢能产业发展若干政策措施（试行）的通知	对年产绿氢 100 吨以上（含 100 吨）的项目，以首年每公斤 15 元的标准为基数，采取逐年退坡的方式（第 2 年按基数的 80%、第 3 年按基数的 60%），连续 3 年给予补贴支持，每年最高补贴 500 万元		
鄂尔多斯	2023 年 8 月 11 日	鄂尔多斯市支持氢能产业发展若干措施	4	3	2
克拉玛依	2023 年 10 月 1 日	关于克拉玛依市支持氢能产业发展的有关扶持政策	/	3	1.5
宁夏	2024 年 1 月 3 日	宁东基地促进氢能产业高质量发展的若干措施 2024 年修订版（送审稿）	5.6	5.6	5.6

资料来源：各地方官网，国投证券研究中心

2.2.3. 探索可再生能源发电制氢支持性电价政策

现已出台的电价支持政策较少且对推动绿氢和灰氢平价的助力较小。绿氢项目支持政策除前文描述的新能源指标支持和直接补贴外，部分地区出台电价支持政策，一定程度上响应氢能中长期发展规划中提到的“研究探索可再生能源发电制氢支持性电价政策”。目前国内明确出台电价支持政策的地区主要是四川省的成都市和攀枝花市。其中，成都市明确“对制氢设计能力 500 标方/小时以上（含 500 标方/小时）的电解水制氢企业，按实际电解水制氢用电量给予 0.15-0.20 元/千瓦时的电费补贴，每年补贴额度最高不超过 2000 万元。”以 0.175 元/kWh 的补贴计算，单个制氢企业每年最高补贴 1.14 亿度电；按制氢系统单耗 5kWh/Nm³ 测算，对应的制氢能力为 2078 吨/年；考虑到补贴的是制氢企业而非单个制氢项目，对单个项目经济性的影响相对有限。攀枝花市则提出“支持制氢产业发展，对于符合条件的氢能（燃料电池）产业企业，其增量用电量执行单一制输配电价 0.105 元/kwh（含线损），电解氢项目建成后次年纳入全水电交易范围”。

3. 投资建议

当前我国乃至全球绿氢发展仍处于初期阶段，政策体系尤其是支持类政策的完善将助推绿氢平价进程，进而有助于绿氢商业模式的打通和应用场景的打开，我们看好双碳背景下绿氢发展机遇。板块投资上，遵循一个思路，两条线索：一个思路是寻找确定性高的价值增量环节，两条线索分别是制氢系统、制氢现场连接终端消纳的储运环节。建议关注石化机械、华光环能、海鸥股份、禾望电气、科威尔、中集安瑞科、冰轮环境、蜀道装备和富瑞特装等。

4. 风险提示

政策进度不及预期：我国光伏和锂电产业发展前期阶段均经历了补贴阶段，当前我国氢能发展仍处于前期阶段，产业链各环节无法体现经济性，仍需依靠补贴推动产业发展，若相关政策进展缓慢，可能会对平价进程产生影响。

产业发展不及预期：当期氢能产业发展仍处于初期阶段，但各环节进入者已较多、竞争激励，若产业不能较快发展做大蛋糕，部分企业或面临困境。

行业重大安全事故：当前民众对氢能的安全性认知和接受度仍不足，一旦出现重大安全事故，一定程度上会影响氢能应用。

目 行业评级体系

收益评级:

领先大市 —— 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%及以上;

同步大市 —— 未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%;

落后大市 —— 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%及以上;

风险评级:

A —— 正常风险, 未来 6 个月的投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动;

B —— 较高风险, 未来 6 个月的投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动;

目 分析师声明

本报告署名分析师声明, 本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格, 勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责, 保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据, 特此声明。

目 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

国投证券股份有限公司(以下简称“本公司”)经中国证券监督管理委员会核准, 取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告, 是证券投资咨询业务的一种基本形式, 本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析, 形成证券估值、投资评级等投资分析意见, 制作证券研究报告, 并向本公司的客户发布。

目 免责声明

本报告仅供国投证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及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或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦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。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国投证券股份有限公司研究中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设，并采用适当的估值方法和模型得出的，由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性，估值结果和分析结论也存在局限性，请谨慎使用。

国投证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

国投证券研究中心

深圳市

地 址： 深圳市福田区福田街道福华一路 119 号安信金融大厦 33 楼

邮 编： 518046

上海市

地 址： 上海市虹口区东大名路 638 号国投大厦 3 层

邮 编： 200080

北京市

地 址： 北京市西城区阜成门北大街 2 号楼国投金融大厦 15 层

邮 编： 100034