

证券研究报告·行业深度·2026 年中期投资策略报告

2030 碳达峰目标在即，绿电 氢氨醇确定性增强

核心观点

2026 年以来，电力指数表现处于各行业较好水平。截至 2026 年 6 月 9 日，Wind 电力板块今年以来上涨 12.5%；同期沪深 300 指数上涨 3.7%，电力板块累计跑赢大盘 8.8 个百分点。伴随“双碳”考核的顶层设计逐步完善，地方政府的碳排放管控有望持续收紧。在此基础上，我们认为绿色燃料及绿色原料的需求有望持续增长，绿色电力的非电利用市场将加速拓展。火电方面，目前在可再生能源出力政策的情况下，动力煤价格大幅上涨可能较小，火电燃料成本涨幅可控。同时，火电 26 年年度长协电价同比下降，后续月度交易存在涨价空间。新能源方面，在新能源消纳压力增长且装机规模有望持续增长的大背景下，我们预期“新能源非电消纳”及“算电协同”市场潜力有望逐渐兑现。

火电板块跑赢大盘，环保行业涨幅较高

截止到 2026 年 6 月 9 日，火电子板块上涨 25.0%，跑赢沪深 300 指数 21.3 个百分点；水电子板块上涨 5.1%，跑赢沪深 300 指数 1.4 个百分点；燃气子板块下跌 5.2%，跑输沪深 300 指数 8.9 个百分点。截止到 2026 年 6 月 9 日，环保指数今年以来上涨 4.5%，与其他 Wind 一级行业相比位居前列，累计跑赢大盘 0.8 个百分点。

双碳顶层设计陆续完善，绿电氢氨醇确定性增强

伴随“双碳”考核的顶层设计逐步完善，地方政府的碳排放管控有望持续收紧。在此基础上，我们认为绿色燃料及绿色原料的需求有望持续增长，绿色电力的非电利用市场将加速拓展。在新型电力系统转型的背景下，新能源装机规模仍将持续增长，但电网建设相对缓慢以及电力供需时空失衡问题或将长期存在，电网消纳压力边际增长，电力行业减排难度边际提升。在此背景下，新能源非电消纳拓展兼备改善电网消纳及促进非电领域减排的能力，有望成为“十五五”期间优化产业格局、保障减排目标的重要途径。新能源非电消纳是将机组所生产的电能量转化为其他形式的能量（热能、冷能、氢能等），有助于减轻电网消纳压力和促进下游用能产业减排。综合来看，在现有的生产条件下，绿色甲醇的经济性依赖碳排放管控，对于全球航运企业或欧盟内甲醇消费来说，仅考虑燃料所带来的碳排放成本（不考虑可再生燃料奖励等条款），绿色甲醇已具备经济性，下游市场需求有望打开。此外，伴随欧盟碳减排政策的趋严，绿色甲醇经济性仍有提升空间。

公用事业

维持

强于大市

高兴

gaoxing@csc.com.cn

021-68821600

SAC 编号:S1440519060004

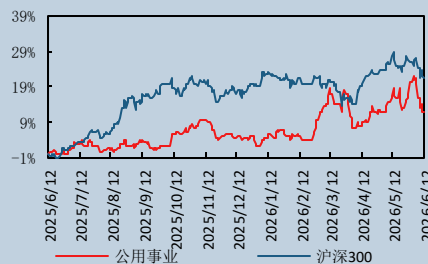
侯启明

houqiming@csc.com.cn

SAC 编号:S1440525070011

发布日期： 2026 年 06 月 15 日

市场表现



相关研究报告

- 25.11.02 【中信建投公用事业】:十五五规划建议正式出台，明确加快建设新型能源体系
- 25.10.27 【中信建投公用事业】:9 月全社会用电量增长 4.5%，来水改善助力水电增发
- 25.10.20 【中信建投公用事业】:电力增值税政策调整，存量陆风退税政策废止
- 25.10.13 【中信建投公用事业】:山东发布绿电直连推进方案，重点支持四类绿电项目
- 25.09.28 【中信建投公用事业】:制造业需求拉动用电量增长，35 年新能源目标 36 亿千瓦

电力：Q1 火电发电量同比增长，新能源消纳边际承压

火电方面，受 2025 年动力煤价格整体下行和电力供需偏宽松的影响，2026 年火电年度长协电价整体呈下行趋势。2026 年以来，全国电价整体呈下行趋势，部分省份供需结构变化导致市场交易电价存在波动。综合来看，目前国内原煤生产维持相对稳定，在可再生能源出力政策的情况下，动力煤价格大幅上涨可能较小，火电燃料成本涨幅可控。同时，火电现行交易电价普遍同比下降，如果动力煤价格进一步提高，火电可通过提高电价的方式部分对冲成本波动影响。水电方面，一季度来水偏丰，水电发电量同比增长，后续水电出力情况需关注汛期来水变化情况。新能源方面，受风光装机容量增长较多的影响，2026 年以来，新能源消纳整体承压，消纳利用率边际下行。电价方面，伴随 136 号文的实施，新能源上网电量全面入市，市场供需偏向宽松运行，新能源平均上网电价存在下行压力。在新能源消纳压力增长且装机规模有望持续增长的大背景下，我们预期“新能源非电消纳”及“算电协同”市场潜力有望逐渐兑现。综合来看，电力方面，我们持续看好区域火电盈利能力有望延续的**甘肃能源、京能电力、上海电力**；稳健性标的推荐装机增长确定性较强，有望受益于机制电价的**中国核电**、全球水电龙头**长江电力**以及受益于省内电价上涨的**川投能源**；新能源方面，我们推荐定位国家电投氢能整合平台的**电投绿能**以及绿电行业龙头企业，新能源盈利能力有望改善的**龙源电力**。

地缘冲突影响全球市场，城燃用气成本整体可控

年初以来，受全球地缘冲突频发的影响，国际油气市场波动较大。综合考虑进口气价变化以及三桶油合同定价情况，我们认为城燃公司用气成本波动整体可控。燃气方面，我们重点推荐双轮驱动业绩成长，高股息凸显投资价值的**中国燃气**、天然气全场景布局，具有多元化气源优势和 LNG 接收站布局的**新奥股份**。此外，在环保方面，伴随近期政府化债政策的推进，部分环保企业应收账款和现金流周转情况有望改善，盈利质量有望提升。环保方面，我们推荐中山市水务龙头**中山公用**，积极拓展印尼市场，累计焚烧业绩有望增长的**伟明环保**，焚烧产能不断增长，业务布局持续完善的**瀚蓝环境**以及在手项目陆续投运，供热业务持续拓展的**中科环保**。

风险分析：用电量增长不及预期的风险；电价政策变动的风险；利用小时数波动的风险；燃煤价格上涨的风险。

目录

公用事业及环保板块行情回顾	1
今年以来电力板块累计跑赢大盘 8.8 个百分点.....	1
年初以来，火电、水电、燃气分别变化+25.0%、+5.1%和-5.2%.....	2
电力及公用事业板块估值处于行业间中游水平.....	2
今年以来环保行业跑赢沪深 300 指数 0.8 个百分点.....	3
双碳顶层设计陆续完善，绿电氢氨醇确定性增强	6
2030 碳达峰目标在即，“十五五”减排政策有望强化	6
碳市场建设初级阶段，碳配额价格有待增长	10
新能源装机快速增长，非电消纳重要性提升	15
新能源装机快速增长，消纳利用率同比下降	15
非电消纳+能源替代，绿电氢氨醇潜力广阔.....	17
航运：EU ETS+IMO 双机制约束，绿色甲醇需求确定性提升	18
化工：绿氢耦合煤炭制烯烃，绿电降本带动成本下降	22
钢铁：碳排放规模居于前列，氢冶金助力零碳炼铁.....	27
绿色甲醇的成本测算	29
电力：火电发电量同比增长，新能源消纳边际承压.....	35
火电：可再生能源出力偏弱，1-4 月发电量同比增长.....	35
原煤生产维持相对稳定，进口煤规模呈下行趋势	35
水电：26 年厄尔尼诺快速发展，气温偏高且降水增强	40
风电、光伏：装机规模维持增长，新能源消纳边际承压.....	41
风电装机持续增长，累计装机达 6.6 亿千瓦.....	41
弃光率升至 9.2%，光伏装机增速或将放缓.....	42
非电消纳有望改善绿电盈利能力，算电协同主力绿电价值重估	45
燃气：地缘冲突影响全球市场，城燃用气成本整体可控.....	46
美伊冲突影响全球市场，欧美气价走势分化	46
燃气板块推荐优质城燃标的.....	49
风险分析.....	50

图目录

图 1：年初以来电力行业上涨 12.5%（单位：%）	1
图 2：年初至今电力板块累计跑赢大盘 8.8 个百分点.....	1
图 3：年初以来子板块走势曲线图.....	2
图 4：年初以来电力及公用事业子板块涨跌幅	2
图 5：电力及公用事业行业一致预期市盈率 19 倍.....	2
图 6：电力及公用事业行业一致预期市净率 1.9 倍	3
图 7：环保指数今年以来上涨 4.5%，累计跑赢大盘 0.8 个百分点。.....	3
图 8：环保指数今年以来上涨 4.5%，累计跑赢大盘 0.8 个百分点。.....	4

图 9: 环保行业一致预期 PE 为 34 倍.....	4
图 10: 环保行业 PB 为 1.6 倍.....	5
图 11: 我国 2016 年以来单位 GDP 二氧化碳排放变化情况.....	8
图 12:2020 年不同部门二氧化碳排放占比.....	9
图 13:细分行业碳排放规模（亿吨）.....	9
图 14: 2021-2023 电力二氧化碳排放因子（kgCO ₂ /kWh）.....	10
图 15: 主要发电类型电力碳足迹因子（kgCO ₂ /kWh）.....	10
图 16:全国碳市场的建设进程.....	11
图 17: 全国碳市场交易情况（左：万吨，右：元/吨）.....	12
图 18: 中国与国际碳配额交易均价对比（单位：元/吨）.....	13
图 19: 欧盟碳配额期货价格变化情况（单位：元/吨）.....	14
图 20: 我国电力结构变化情况（单位：亿千瓦）.....	15
图 21: 我国电力结构变化情况（单位：亿千瓦时）.....	16
图 22:2024-2025 年风电消纳利用率变化.....	16
图 23: 2024-2025 年光伏消纳利用率变化.....	16
图 24: 离网式风光氢醇一体化系统流程.....	17
图 25: FuelEU Maritime 船用燃料排放强度限制要求.....	19
图 26: IMO 净零框架下的 GFI 目标变化情况（左：百分点，右：gCO ₂ eq/MJ）.....	20
图 27: FuelEU Maritime 船用燃料排放强度限制下绿色甲醇最低比例.....	21
图 28:生物质甲醇价格示意图.....	22
图 29: 全国聚乙烯产能（万吨）.....	23
图 30: 全国聚丙烯产能（万吨）.....	23
图 31: 三种典型烯烃制取工艺路线示意图.....	24
图 32: 现代煤化工的主流工艺和煤化工与新能源制氢耦合的工艺对比.....	25
图 33: 1991—2022 年中国钢铁行业碳排放总量及吨钢碳排放强度.....	27
图 34: 中国宝武氢冶金电熔炼工艺（HyRESP）示意图.....	28
图 35: 不同类型甲醇的划分示意图.....	29
图 36: 传统生物质气化制备绿色甲醇的技术路线.....	30
图 37:生物质气化制甲醇的成本构成.....	30
图 38:生物质材料价格的敏感性分析.....	30
图 39: 生物质气化加氢合成甲醇技术路线示意图.....	31
图 40:生物质耦合绿氢制甲醇的成本构成.....	32
图 41:敏感性分析.....	32
图 42: 生物质直燃、碳捕集、电解水合成甲醇技术路线示意图.....	33
图 43:绿电制甲醇的成本构成.....	33
图 44:敏感性分析.....	33
图 45: 不同绿电价格下绿电甲醇和生物质耦合绿氢甲醇的成本对比（元/吨）.....	34
图 46: 火电单月月度发电增速（单位：%）.....	35
图 47: 火电设备利用小时数（单位：小时）.....	35
图 48: 原煤月度产量（单位：亿吨）.....	36
图 49: 原煤累计产量及增速（左：亿吨）.....	36

图 50: 我国煤炭月度进口量 (左: 万吨)	36
图 51: 我国煤炭累计进口量及同比 (左: 万吨)	36
图 52: 不同贸易伙伴的煤炭进口情况 (单位: 万吨)	37
图 53: 动力煤总供应量情况 (左: 亿吨)	37
图 54: 动力煤需求量情况 (单位: 亿吨)	37
图 55: 秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 (单位: 元/吨)	38
图 56: 印尼进口 5500 大卡动力煤市场价 (单位: 元/吨)	38
图 57: 国际 Q5500 动力煤价格变化 (单位: 美元/吨)	38
图 58: 秦皇岛港煤炭库存变动情况 (单位: 万吨)	39
图 59: 广州港煤炭库存变动情况 (单位: 万吨)	39
图 60: 曹妃甸港煤炭库存变动情况 (单位: 万吨)	39
图 61: 京唐港煤炭库存变动情况 (单位: 万吨)	39
图 62: 水电月度发电量同比 (单位: 亿千瓦时, %)	40
图 63: 水电设备利用小时数 (单位: 小时)	40
图 64: 降水量与水电设备平均利用小时数 (左: 毫米, 右: 小时)	40
图 65: 全国单月降雨量变化 (单位: 毫米)	41
图 66: 主要省份水电利用小时情况 (单位: 小时)	41
图 67: 风电累计并网装机容量及同比 (单位: 亿千瓦, %)	41
图 68: 风电发电量及同比 (单位: 亿千瓦时, %)	41
图 69: 我国弃风电量及弃风率 (单位: 亿千瓦时, %)	42
图 70: 我国风电利用小时 (单位: 小时)	42
图 71: 我国光伏累计装机容量及同比 (单位: 亿千瓦)	42
图 72: 我国光伏发电量及同比 (单位: 亿千瓦时, %)	42
图 73: 光伏累计装机构成 (单位: 亿千瓦)	43
图 74: 光伏新增装机构成占比 (单位: %)	43
图 75: IPE 英国天然气期货价格 (便士/色姆)	46
图 76: 美国 HenryHub 天然气现货价格 (美元/百万英热)	46
图 77: 欧盟天然气库存情况百分比 (单位: %)	46
图 78: 天然气月度产量及增速 (单位: 亿立方米, %)	47
图 79: 天然气累计产量及增速 (单位: 亿立方米, %)	47
图 80: 我国天然气月度消费及增速 (亿立方米, %)	47
图 81: 我国天然气累计消费量及增速 (亿立方米, %)	47
图 82: 中国天然气进口量与依赖度 (万吨, %)	48
图 83: 中国管道气进口价格 (美元/吨)	48
图 84: 中国 LNG 到岸价格 (美元/吨)	48
图 85: 国内 LNG 市场价 (元/吨)	49

表目录

表 1: 中国三次 NDC 目标简介	6
表 2: “十五五”规划的碳达峰及碳中和部分内容	7

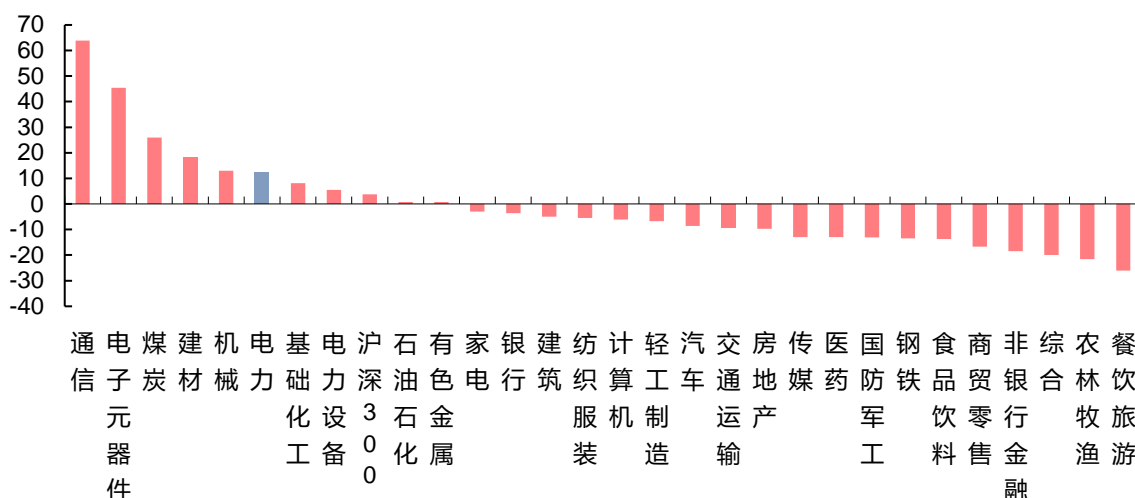
表 3: 地方主要碳市场运行情况	10
表 4:CBAM 对电解铝的影响	14
表 5:欧盟体系下不同燃料的合规成本（单位：欧元/吨）	19
表 6:IMO 体系下不同燃料的合规成本（单位：美元/吨）	20
表 7: 传统煤制甲醇工艺成本估算.....	26
表 8: 绿氢耦合煤制甲醇工艺成本估算.....	26
表 9: 欧盟氢基直接还原项目统计表	27
表 10: 现行电解水制氢技术分析对比.....	31
表 11:电力供需平衡预测.....	43

公用事业及环保板块行情回顾

今年以来电力板块累计跑赢大盘 8.8 个百分点

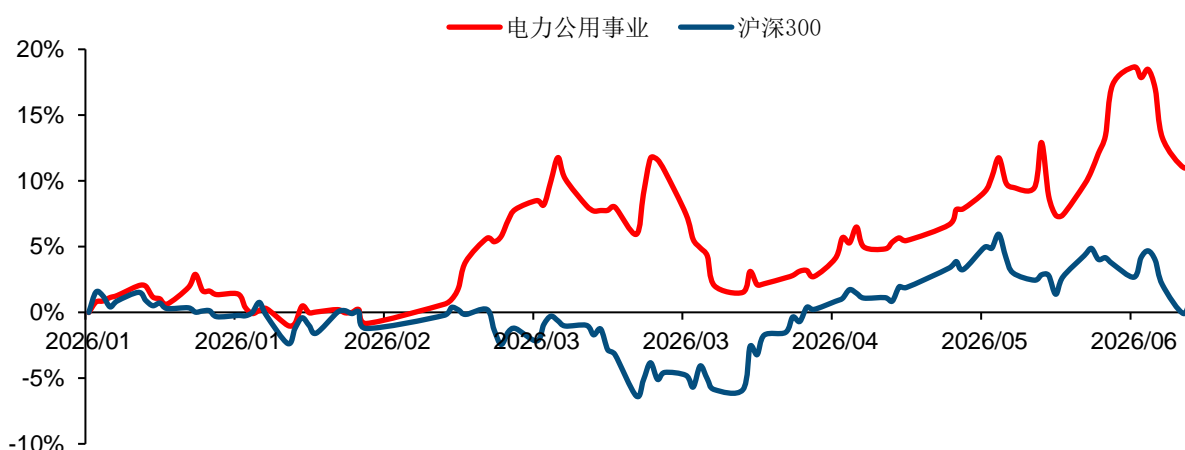
2026 年以来，电力指数表现处于各行业较好水平。截至 2026 年 6 月 9 日，Wind 电力板块今年以来上涨 12.5%；同期沪深 300 指数上涨 3.7%，电力板块累计跑赢大盘 8.8 个百分点。

图 1: 年初以来电力行业上涨 12.5% (单位: %)



数据来源: Wind, 中信建投

图 2: 年初至今电力板块累计跑赢大盘 8.8 个百分点

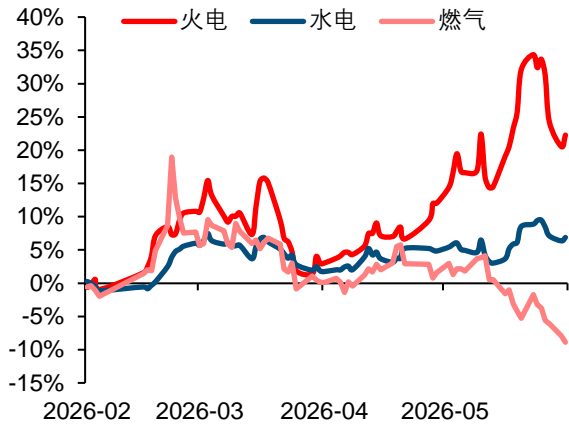


数据来源: Wind, 中信建投

年初以来，火电、水电、燃气分别变化+25.0%、+5.1%和-5.2%

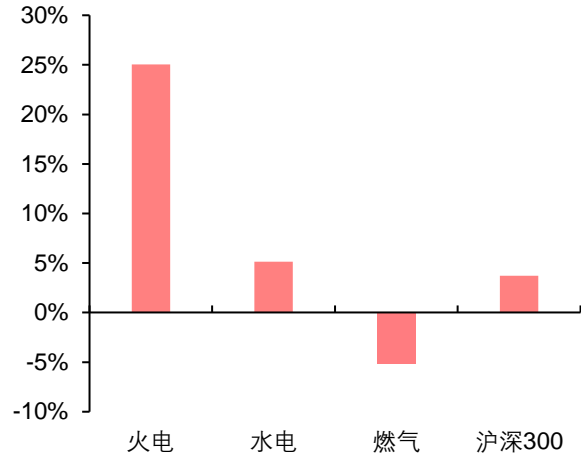
截止到2026年6月9日，火电子板块上涨25.0%，跑赢沪深300指数21.3个百分点；水电子板块上涨5.1%，跑赢沪深300指数1.4个百分点；燃气子板块下跌5.2%，跑输沪深300指数8.9个百分点。

图3：年初以来子板块走势曲线图



资料来源：Wind，中信建投

图4：年初以来电力及公用事业子板块涨跌幅

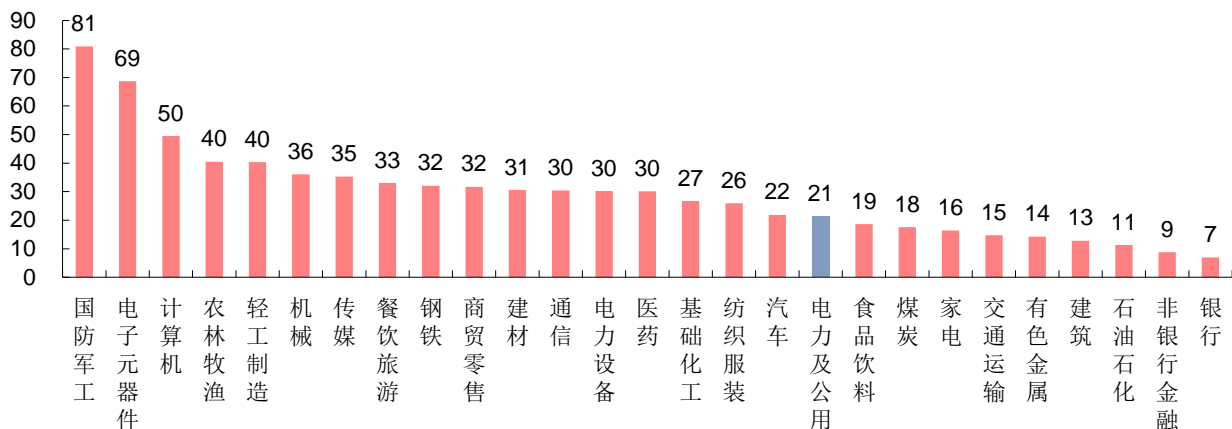


资料来源：Wind，中信建投

电力及公用事业板块估值处于行业间中游水平

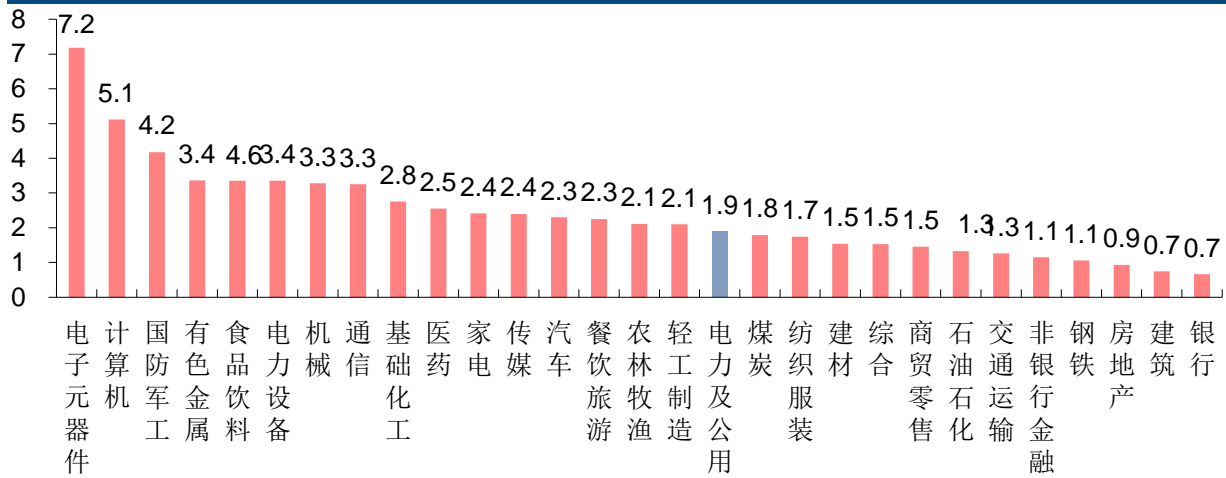
截止到2026年6月9日，电力及公用事业行业一致预期市盈率为21倍，居于各行业中游水平；而根据最新净资产计算的市净率，电力及公用事业行业为1.9倍，在所有行业中处于中游的位置。

图5：电力及公用事业行业一致预期市盈率19倍



资料来源：Wind，中信建投

图 6：电力及公用事业行业一致预期市净率 1.9 倍

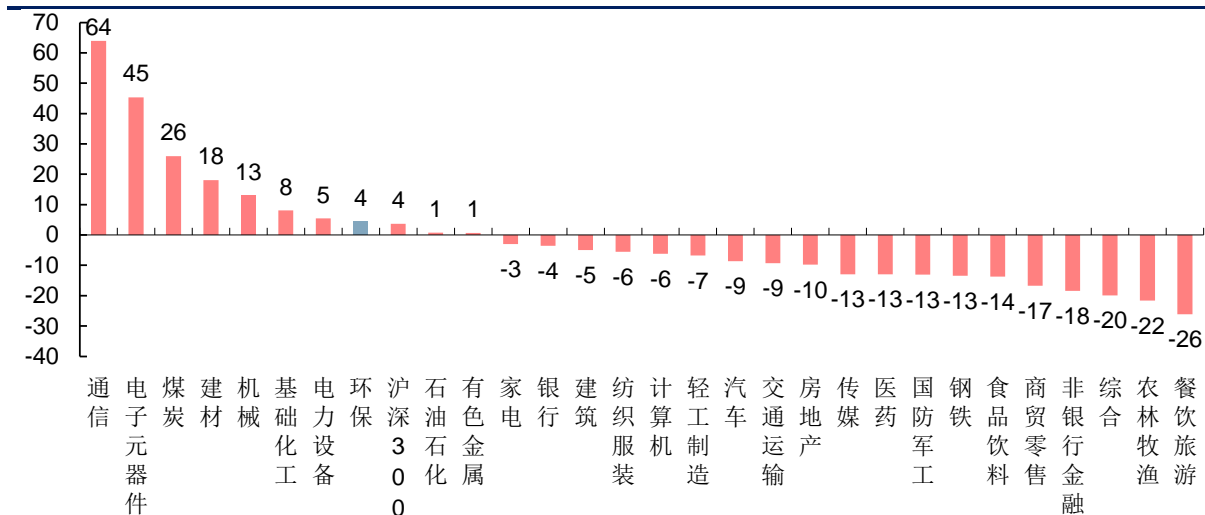


资料来源：Wind，中信建投

今年以来环保行业跑赢沪深 300 指数 0.8 个百分点

截止到 2026 年 6 月 9 日，环保指数今年以来上涨 4.5%，与其他 Wind 一级行业相比位居前列，累计跑赢大盘 0.8 个百分点。

图 7：环保指数今年以来上涨 4.5%，累计跑赢大盘 0.8 个百分点。



资料来源：Wind，中信建投

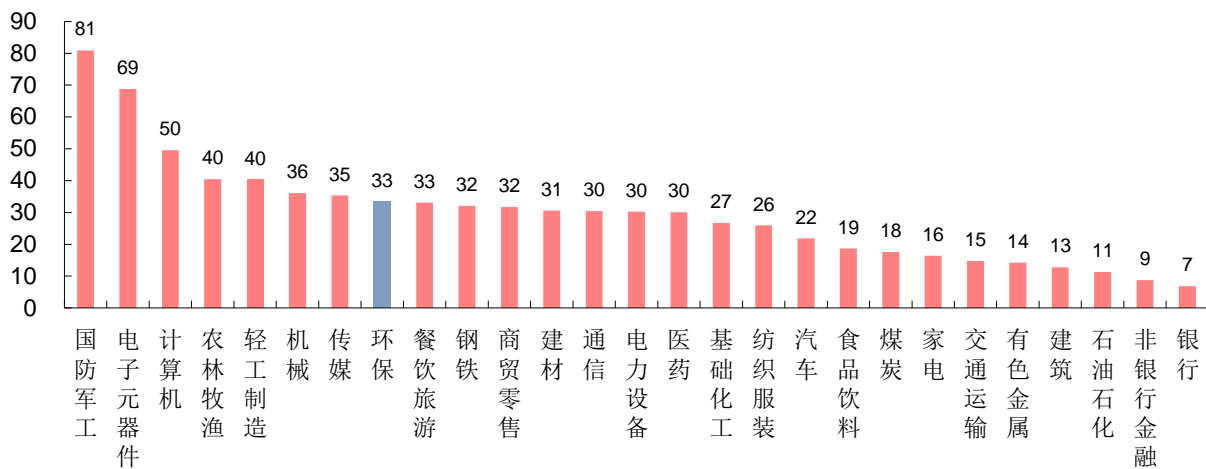
图 8：环保指数今年以来上涨 4.5%，累计跑赢大盘 0.8 个百分点。



资料来源：Wind，中信建投

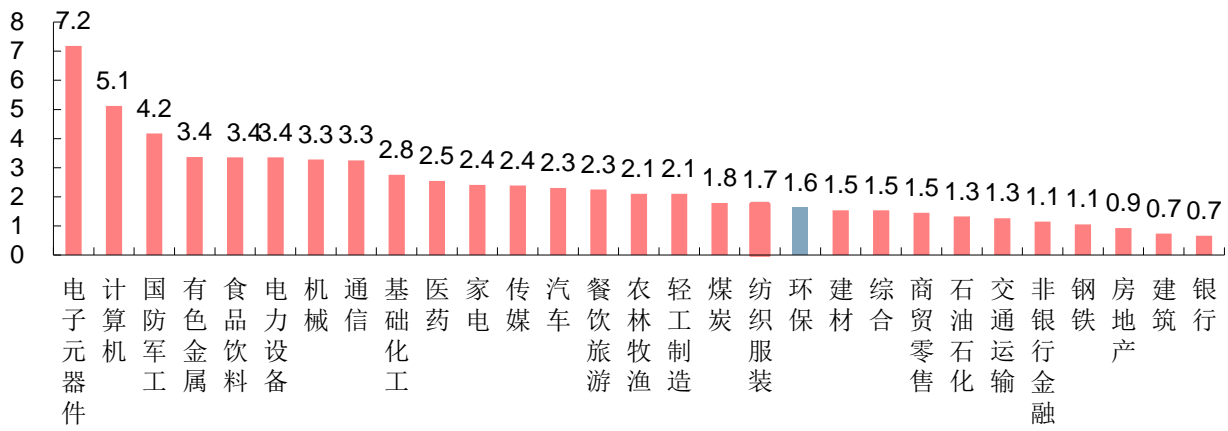
截至 2026 年 6 月 9 日，环保行业一致预期 PE 为 33 倍，居于各行业中上游水平。而根据最新净资产计算的市净率，环保行业 PB 为 1.6 倍，在所有行业中也处于中游的位置。

图 9：环保行业一致预期 PE 为 34 倍



资料来源：Wind，中信建投

图 10：环保行业 PB 为 1.6 倍



资料来源：Wind，中信建投

双碳顶层设计陆续完善，绿电氢氨醇确定性增强

2030 碳达峰目标在即，“十五五”减排政策有望强化

2030 年碳达峰是我国对国际社会的正式承诺。2015 年 12 月 12 日，《巴黎协定》在《联合国气候变化框架公约》第二十一次缔约方会议上正式通过，确定了长期目标及实现机制。具体来看，《巴黎协定》是一项具备法律约束力的气候变化国际条约，其长期目标是将本世纪全球平均气温较前工业化时期上升幅度控制在 2 摄氏度以内，并努力将温度上升幅度限制在 1.5 摄氏度以内；其实现机制为国家自主贡献（NDCs）：**各国根据自身国情制定气候变化目标和行动计划，并以 5 年为周期进行更新。**2016 年 9 月，全国人大常委会批准中国加入《巴黎协定》，中国正式成为缔约方之一。2020 年 9 月，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布中国“双碳”3060 目标：“**中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。**”

2015~2025 年，我国已先后完成了三次 NDC 目标的制定。根据 2025 年最新的 NDC 目标，我国碳达峰和碳中和的时间节点为 2030 年及 2060 年，2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 65%，2035 年全经济范围温室气体净排放量较峰值下降 7% 至 10%；非化石能源在一次能源消费比例 2030 年为 25%；2035 年为 30%；森林蓄积量 2030 年较 2005 年增加 60 亿立方米左右，2035 年蓄积总量争取达 240 亿立方米；风光发电装机规模 2035 年力争达到 36 亿千瓦。

表 1:中国三次 NDC 目标简介

	2015	2020	2025
碳达峰节点	2030 年左右	力争 2030 年之前实现	力争 2030 年之前实现
碳中和节点	无	争取 2060 年前实现	争取 2060 年前实现
温室气体减排目标	2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 60%-65%	2030 年单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 65%	2035 年全经济范围温室气体净排放量较峰值下降 7% 至 10%
非化石能源占一次能源消费比例	2030 年占比达 20% 左右	2030 年占比达 25% 左右	2035 年占比达 30% 左右
森林蓄积量	2030 年森林蓄积量比 2005 年增加 45 亿立方米左右	2030 年森林蓄积量比 2005 年增加 60 亿立方米左右	2035 年森林蓄积量争取达到 240 亿立方米
风光发电装机规模	无	2030 年风光发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。	2035 年力争风光装机达到 36 亿千瓦

资料来源：联合国，中信建投证券

减排难度边际递增，“十五五”减碳政策有望强化。“十三五”期间，我国单位 GDP 二氧化碳排放规模较 2015 年底累计降低 18.8%，期末单位排放水平较 2005 年下降约 48.4%，超额完成了中国向国际社会承诺的到 2020 年下降 40%~45% 的目标。根据“十四五”规划要求，2021-2025 年我国单位 GDP 二氧化碳排放降低目标为 18%，非化石能源占比达 20%。“十四五”期间，我国单位 GDP 二氧化碳排放量呈现先缓后增的趋势，2021-2024 年我国单位 GDP 的二氧化碳排放量同比降幅分别为 3.8%、0.8%、0.0% 和 3.4%；2025 年，单位 GDP 二氧化碳排放量同比下降 5%。以 2020 年碳排放情况为基准进行计算，“十四五”期间单位 GDP 的碳排

放累计降幅约为 12.4%。我们认为减排低于规划目标的主要原因包括后疫情时代经济增长相对承压、高排放项目（化工、煤电等）的集中投产、外部环境冲击导致煤炭消费反弹等。**考虑到减排难度的边际递增，我们认为“十五五”期间我国碳减排政策力度或进一步增强。**

政府报告首提减碳目标，“十五五”减排目标 17%。2026 年 3 月，我国 2026 年政府工作报告发布，明确 2026 年的单位 GDP 二氧化碳排放下降目标为 3.8%，首次将碳减排指标纳入政府工作报告中。我们认为本次工作报告的发布，是我国绿色发展逻辑从“能耗双控”向“碳排放双控”转型的正式体现。“碳排放双控”直接关注碳排放指标，关注不同能源之间的碳排放差异，为高能耗产业发展提供低碳转型路径。同时，碳排放指标不仅关注能源领域的排放，还将进一步约束石化化工、金属冶炼等领域的碳排放。此外，“十五五”规划纲要草案明确 2030 年如期完成碳达峰目标，期间单位国内生产总值二氧化碳排放降低 17%。

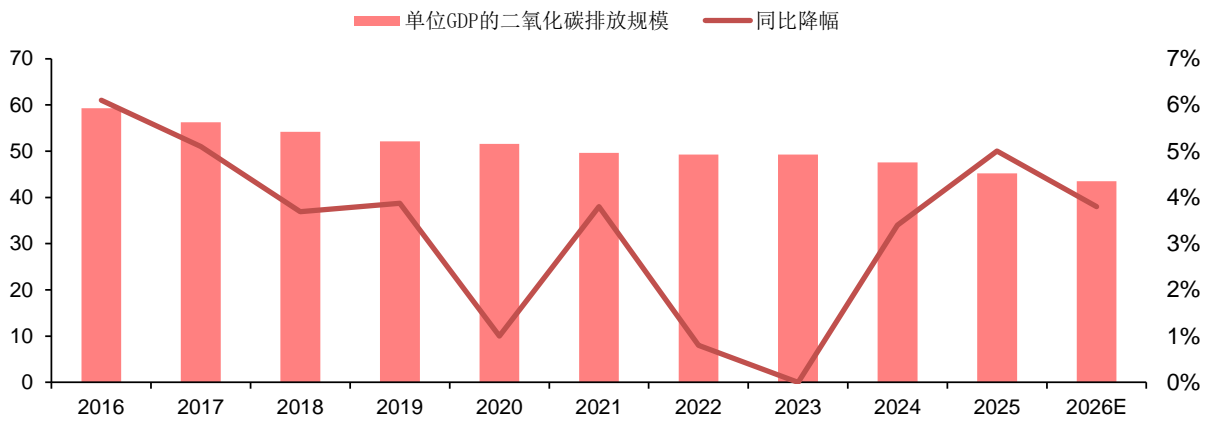
表 2：“十五五”规划的碳达峰及碳中和部分内容

重点任务	具体内容
重点行业领域节能降碳	加大火电、钢铁、有色、石化、化工、建材等重点行业领域节能降碳改造力度，推广普及节能低碳技术，实现节能量 1.5 亿吨标准煤以上，公共机构单位建筑面积能耗降低 5%。
煤炭消费清洁替代	建设一批生物质掺烧、绿氨掺烧等煤电机组低碳化改造示范项目，全面实施煤化工低碳化改造项目，推进食品、纺织、造纸等行业燃煤锅炉和工业窑炉清洁化替代，推动煤炭消费量替代达到 3000 万吨/年。发展以绿色能源制造绿色产品模式，因地制宜发展绿电直供，建设 100 个左右国家级零碳园区。以货运量集中的运输通道为重点，建设充换电、氢氨醇加注、光储一体等设施，建设一批零碳运输走廊示范路段（航段）。
零碳园区和零碳运输走廊建设	
循环经济助力降碳	完善废弃物精细回收循环、再生资源加工利用、高品质再生材料推广应用体系，提升废弃电器电子产品、废旧动力电池、退役风电光伏设备、报废汽车等产品高值化规范化利用水平，主要资源产出率提高 16% 左右。
非二氧化碳温室气体减排	在煤矿开采、种植养殖、废物处理、化工品生产等领域实施甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物等非二氧化碳温室气体治理工程，推动形成 3000 万吨二氧化碳当量减排能力。
碳达峰碳中和基础能力提升	建设国家碳排放数据综合管理系统、国家温室气体排放因子数据库、国家碳计量实验室。加强二氧化碳捕集和生物消纳技术创新及工程化应用，支持碳捕集利用与封存示范项目建设。

资料来源：《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，中信建投证券

双碳评价考核办法发布，考核结果作为选拔任用参考。2026 年 4 月 23 日，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《碳达峰碳中和综合评价考核办法》，将双碳工作纳入党政同责、刚性考核、终身追责的制度框架。具体来看，《办法》评价考核设置控制指标、支撑指标，其中控制指标包括碳排放总量、碳排放强度降低、煤炭消费总量、石油消费总量、非化石能源消费占比等指标；支撑指标包括节能、工业、城乡建设、交通运输、公共机构、碳排放权交易等。在地方执行层面，《办法》明确“十五五”时期，各省（自治区、直辖市）党委和政府应当制定省级碳达峰行动方案，按照国家层面目标确定本地区各项指标的五年目标和分年度目标，并提出相应任务举措。在考核结果应用方面，《办法》评价考核结果将由**中央组织部、国家发展改革委**按照程序向各省（自治区、直辖市）党委和政府反馈，并送中央纪委国家监委。同时，评价考核结果作为省（自治区、直辖市）党委和政府领导班子和有关领导干部综合考核评价、选拔任用、监督管理的重要参考。**综合来看，“十四五”期间二氧化碳减排进度使得“十五五”减排压力有所增加，伴随“双碳”考核的顶层设计完善，地方的碳排放管控有望进一步收紧。**

图 11：我国 2016 年以来单位 GDP 二氧化碳排放变化情况



资料来源：生态环境部，中信建投

注：单位 GDP 的二氧化碳排放规模以 2005 年为基数（设为 100）

根据我国发布的《中华人民共和国气候变化第四次两年更新报告》，2020 年我国碳排放总量约为 112.02 亿吨，剔除林业、土地变化等因素对二氧化碳的吸收后为 98.59 亿吨。分部门来看，能源活动（燃料燃烧）仍是二氧化碳的主要排放源。2020 年，我国能源活动、工业生产过程和产品使用以及废弃物处理的二氧化碳排放量分别为 96.61、15.32 以及 0.09 亿吨，排放量占比分别为 86.2%、13.7% 以及 0.1%。具体来看，能源活动中，能源工业、制造业和建筑业以及交通运输行业的排放量最高，2020 年三行业二氧化碳排放量分别为 47.8、33.23 以及 9.1 亿吨，其他行业排放量约为 6.5 亿吨；工业生产过程和产品使用中，非金属矿物制品生产、化学工业生产以及金属制品生产的二氧化碳排放量较高，分别为 10.3、3.2 和 1.8 亿吨，非能源产品的使用排放二氧化碳约 247 万吨；废弃物处理活动中，焚烧处理活动为主要二氧化碳排放源，2020 年排放量约为 867.1 万吨。综合来看，燃料燃烧和工业生产过程仍是我国二氧化碳排放的主要来源，我们认为主要工业生产行业（化工、钢铁、水泥、有色等）的减排需求将加速释放，绿色燃料及绿色原料的需求有望持续增长，绿色电力的非电利用市场将加速拓展。

图 12:2020 年不同部门二氧化碳排放占比

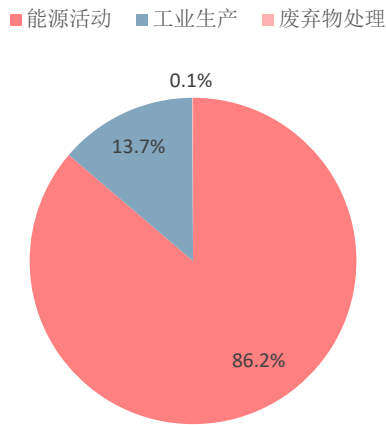
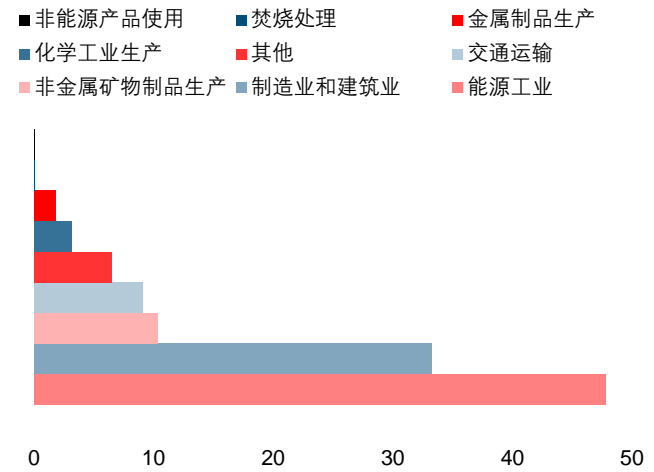


图 13:细分行业碳排放规模（亿吨）



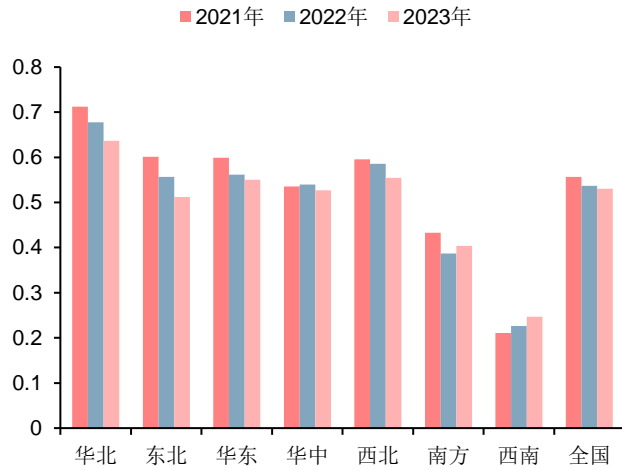
数据来源：《中华人民共和国气候变化第四次两年更新报告》，中信建投证券

数据来源：《中华人民共和国气候变化第四次两年更新报告》，中信建投证券

电力行业是我国二氧化碳排放的主力行业，近年来，新能源发电量的增长有效降低了度电碳排放水平。根据生态环境部等部门的统计，2023 年全国电力平均二氧化碳排放因子为 0.5306 kgCO₂/kWh，同比下降约 1.1%。分区域来看，除西南和南方区域外，各个区域的二氧化碳排放因子均有所下降，其中东北、华北和西北区域排放因子下降幅度最大，分别为 7.9%、6.1%和 5.4%，我们认为主要系区域内低碳绿色转型速度较快，绿电在全部发电量中的比例增速较高。西南和南方区域二氧化碳排放因子同比增长，我们认为主要系两区域内火电新增装机投产较多，带动度电排放增长。

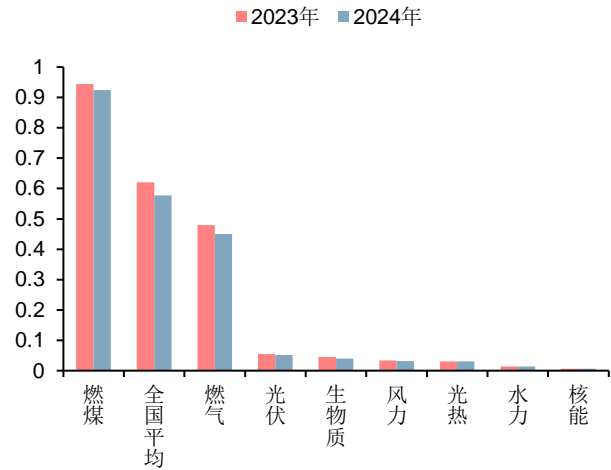
2024 年全国电力平均碳足迹因子（与二氧化碳排放因子相比，该指标增加了电力行业上下游设备及施工领域的碳排放，用于计算电力消费产生的全生命周期碳排放量）为 0.5777 kgCO₂/kWh，同比下降 6.9%。分类型来看，2024 年燃煤、燃气、光伏、生物质、风力、光热、水力和核能发电的平均碳足迹因子分别为 0.924、0.450、0.052、0.040、0.032、0.031、0.014 和 0.007 kgCO₂/kWh；同比变化-2.1%、-6.0%、-4.6%、-11.6%、-3.6%、-0.3%、-1.4%和 0%。假设 2025 年各发电类型的碳足迹因子维持稳定，根据我国 2025 年发电量结构估算出碳足迹因子约为 0.5388 kgCO₂/kWh，较 2024 年水平进一步下降，主要系清洁能源发电量进一步提升的贡献。随着新能源发电量占比的持续提升，我们认为电力行业平均碳排放有望维持下行趋势，但新能源替代的减排效应或边际下降。

图 14：2021-2023 电力二氧化碳排放因子 (kgCO₂/kWh)



资料来源：国家能源局，中信建投

图 15：主要发电类型电力碳足迹因子 (kgCO₂/kWh)



资料来源：国家能源局，中信建投

碳市场建设初级阶段，碳配额价格有待增长

我国碳市场的建设可以追溯到 2011 年国家发改委发布《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，该文件要求推动以市场机制低成本实现 2020 年温室气体控排目标，同意北京市、天津市、上海市、重庆市、湖北省、广东省及深圳市七地开展碳排放权交易试点。此后，2016 年，福建省启动碳市场，将福建省碳排放配额、福建林业碳汇以及国家核证自愿减排量纳入市场。不同地区的碳市场制度保持了交易体系结构上的一致性，也考虑了自身的特点，在配额分配方式、覆盖行业范围、可交易产品等方面存在细节差异。

表 3：地方主要碳市场运行情况

市场名称	启动时间	覆盖行业	配额分配方式
北京	2013 年	电力、热力、水泥、石化、汽车制造和公共建筑等行业	免费分配为主，有偿分配为辅 历史总量法、标杆法、历史强度法
深圳	2013 年	电力、燃气、水供给等 26 个行业的	免费分配为主，有偿分配为辅 标杆法、历史强度法
天津	2013 年	钢铁、化工、电力、石化、炼油等行业	免费分配 历史总量法、历史强度法
上海	2013 年	钢铁、石化、化工、金属、电力、建筑材料等行业	免费分配 历史总量法、标杆法、历史强度法
湖北	2014 年	电力、热力及热电联产、钢铁、水泥、化工等 16 个行业	免费分配 历史总量法、标杆法、历史强度法

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

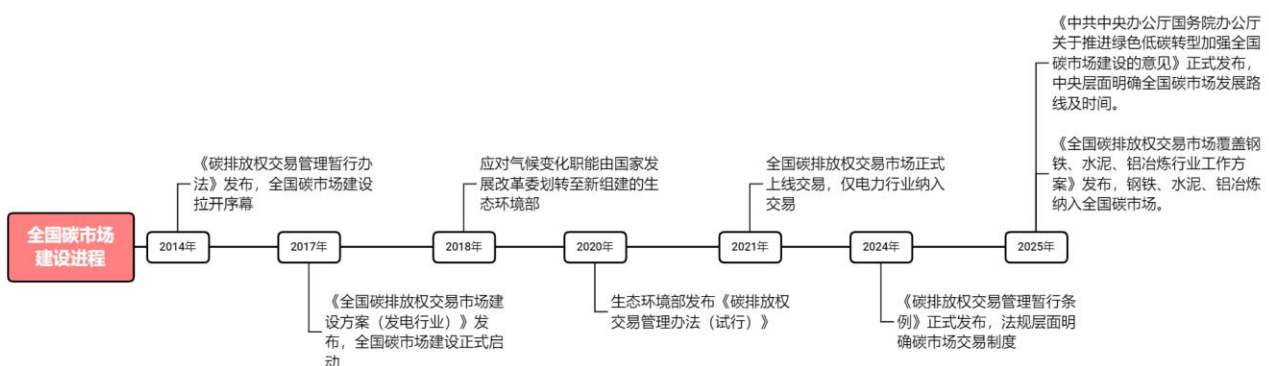
广东	2013年	电力、水泥、钢铁、陶瓷、石化、金属、塑料和造纸行业	免费分配为主，有偿分配为辅 历史排放法、标杆法、历史强度下降法 免费分配
重庆	2014年	水泥、钢铁、电力等行业	历史总量下降法、标杆法、历史强度下降法
福建	2016年	电力、石化、化工、建材、钢铁、陶瓷等9个行业	免费分配 标杆法、历史强度法

资料来源：河北碳排放服务中心，中信建投证券

电力行业纳入全国碳市场，基于排放强度免费分配额度。在吸取地方试点碳市场的建设与发展的经验后，国家发改委2014年12月发布《碳排放权交易管理暂行办法》，为全国碳排放权交易市场的建设拉开序幕。2017年，国家发改委发布《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》，标志着我国碳排放交易体系完成了总体设计。2021年3月，《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》发布；同年7月，全国碳排放权交易市场上线交易与地方试点碳市场并行，纳入发电行业重点排放单位2162家，年覆盖约45亿吨二氧化碳排放量，成为全球规模最大的碳市场。2021-2024年，全国碳市场仅纳入发电行业，期间《碳排放权交易管理暂行条例》正式发布，以法规形式明确了碳市场交易制度。**整体来看，2021-2024年碳市场发展相对稳定，配额分配方式仍是基于强度控制的免费分配，无配额总量约束，仅在配额核定方法、配额基准线、间接排放计入与否等方面进行调整。**

2025年3月，生态环境部印发《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》，将钢铁、水泥、铝冶炼三个行业纳入全国碳排放权交易市场管理，其中2025年为首个履约周期。同年8月，《中共中央办公厅国务院办公厅关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，系我国碳市场领域的首份中央文件，《意见》明确全国碳市场发展的“时间表”和“路线图”：**到2027年全国碳排放权交易市场要基本覆盖工业领域主要排放行业，对碳排放总量相对稳定的行业实施配额总量控制，预先设定全国碳排放配额总量；到2030年基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全 国碳排放权交易市场。**

图 16:全国碳市场的建设进程

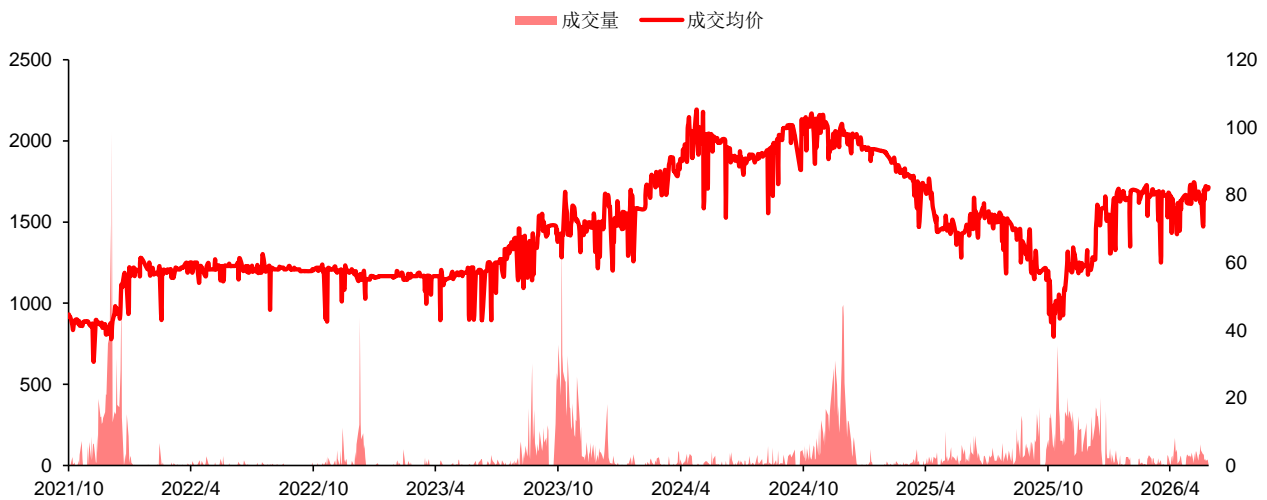


数据来源：政府公告，中信建投证券

碳配额交易存在潮汐现象，26年以来价格有所回升。目前，全国碳市场交易主要包含三种方式：挂牌协议、大宗协议以及单向竞价，其中大宗交易和挂牌交易是主流交易方式。截至2026年6月9日，全国碳市场碳排放配额累计成交量9.1亿吨，累计成交额609亿元，平均成交价格为67.1元/吨。其中，2025年配额成交量2.35亿吨，同比增长约24%；成交均价为62.4元/吨，同比下跌37%。2025年末以来碳配额成交价格有所回升，2026年1-6月，碳配额累计成交规模0.43亿吨，成交均价76.3元/吨。

整体来看，我国碳市场的配额交易存在明显的潮汐现象，日常交易不活跃，成交主要集中于履约周期截止日附近，反映目前配额交易目的主要为完成强制履约要求。交易价格方面，2021-2023年交易价格相对稳定，2024年价格同比明显上涨，主要受碳市场纳入行业扩围及配额分配收紧预期的影响；2025年价格同比下降，主要系扩围方案提供了较为宽松的过渡性安排，配额收紧预期减弱。2026年以来，配额价格逐步回升，主要系“十五五”期间，政策目标从“能耗双控”向“碳排放双控”转变，碳排放管控有望进一步收紧。

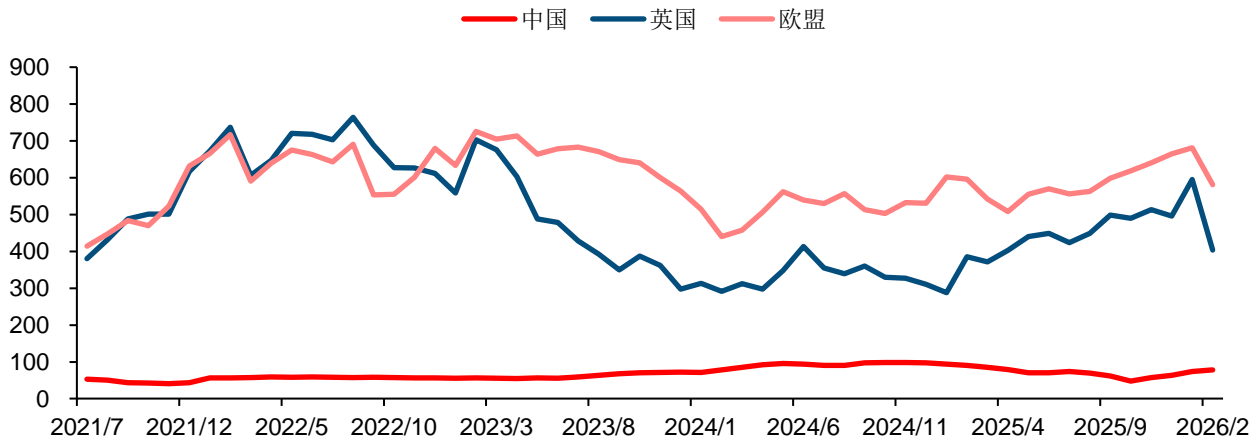
图 17：全国碳市场交易情况（左：万吨，右：元/吨）



资料来源：wind，中信建投

对比全球碳市场的碳价水平，我国碳配额价格整体偏低。2025年，欧盟排放交易体系碳配额（EUA）期货日平均价格为74.0欧元/吨（以目前汇率估算，约为584.6元人民币/吨），较2024年均价上涨11.8%；英国排放交易体系碳配额（UKA）期货日平均价格为50.2英镑/吨（以目前汇率估算，约为460.9元人民币/吨），同比增长33.4%；新西兰排放交易体系碳配额（NZU）期货日平均价格为53.4新西兰元/吨（以目前汇率估算，约为210.1元人民币/吨），同比下降10.7%；韩国排放交易体系碳配额（KAU）日平均价格为9349韩币/吨（以目前汇率估算，约为43.7元人民币/吨），同比下降0.9%。整体来看，我国碳配额交易均价在全球主要碳市场中处于较低水平，主要系我国碳配额分配相对宽松且下游需求有限的影响。

图 18: 中国与国际碳配额交易均价对比 (单位: 元/吨)



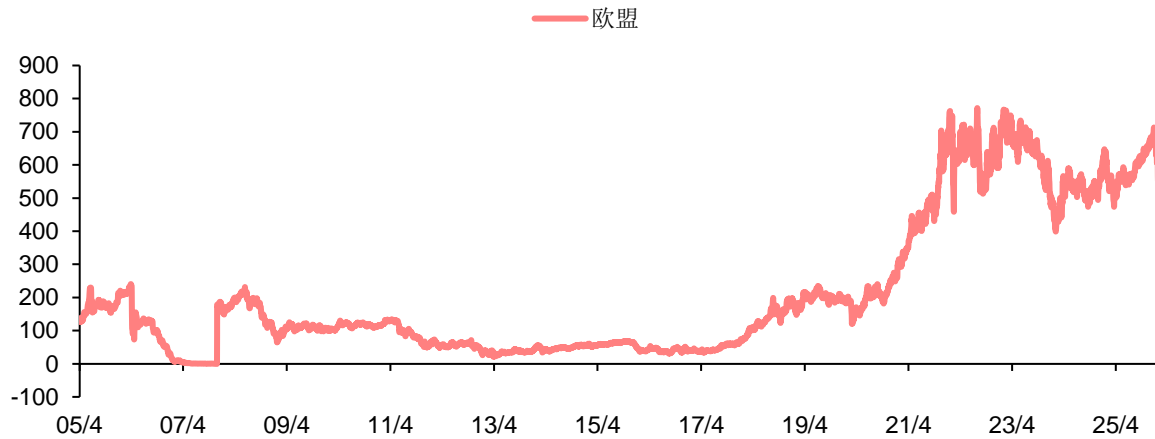
数据来源: Wind, 中信建投证券

注: 汇率采用现行汇率水平

欧盟碳市场历经四阶段，免费分配额度逐步削减。2005年以来，欧盟碳交易体系（ETS）大致经过4个发展阶段。2005-2007年（试行阶段），欧盟免费分配的配额比例超过95%，剩余小部分配额采取拍卖方式，纳入行业主要为电力、钢铁、水泥等行业。由于碳排放基准线的错误评估，该阶段配额供应相对过剩，价格表现低迷。2008-2012年（增强阶段），欧盟将配额拍卖比例提升至10%，并将特定范围内的航空业、化工、食品等纳入管控范围。尽管有偿分配比例有所增长，但是受金融危机、拍卖进程等因素影响，配额供需仍较为宽松，交易价格维持低位。

2013-2020年（重构阶段），欧盟对全部成员国排放总量实行集中控制，并设定1.74%的线性递减系数，引入市场稳定储备机制（MSR）维护碳配额供需的相对平衡，改进配额分配方式。在该阶段，碳配额的拍卖分配比例提升至57%，有偿分配成为主流，其中电力行业碳配额实现100%拍卖分配。同时，航空业正式纳入碳交易市场管控体系，配额价格显著提升。2021年-2030年（加速阶段），欧盟的Fit for 55新政进一步收紧碳配额供应（线性递减系数进一步提升至4.2%），明确26年开始免费分配额度将逐步削减，2034年完全取消。此外，新政提出CBAM（碳边境调节机制）将欧盟的减排成本外溢至相关贸易国。

图 19: 欧盟碳配额期货价格变化情况 (单位: 元/吨)



数据来源: Wind, 中信建投证券

注: 汇率采用现行汇率水平

2026 年开始, 欧盟 CBAM 将正式全面实施, 首批覆盖钢铁、电力、水泥、化肥、氢、铝等 6 个行业, 未来将逐步扩容至欧盟碳交易体系覆盖的全部行业。进口商在进口此类商品时需要按照每周 ETS 均价的价格购买 CBAM 证书 (商品在本国已支付的碳排放成本可抵扣, 目前中国碳价暂无法抵扣), CBAM 机制成为一种实质上的“单边绿色关税”。以电解铝行业为例, 我们以 CBAM 的中国电解铝碳排放默认值 (默认值在出口商无法提供合格实测值时应用, 具有惩罚性质) 以及免费分配退坡机制计算了 CBAM 对电解铝进口成本的影响, 在 26 年基准下, 单吨未锻造铝的 CBAM 成本约为 1149 元/吨, 假设出口均价为 4 万元, 欧盟碳配额价格为 600 元/吨, 则 CBAM 成本约占出口铝价格的 2.9%。同时, 伴随直接排放默认值的提升 (假设每年提升 10%) 以及免费分配配额的减少, CBAM 价格或逐步升至 3420 元/吨。

表 4:CBAM 对电解铝的影响

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
单吨直接碳排放	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.8	5.1	5.4	5.7
欧盟碳排放基准	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42
免费分配额度	97.5%	95.0%	90.0%	77.5%	51.5%	39.0%	26.5%	14.0%	0.0%
欧盟碳配额价格 (元/吨)	600	600	600	600	600	600	600	600	600
CBAM 成本 (元)	1149	1351	1573	1860	2261	2548	2834	3121	3420
出口铝价格 (元/吨)	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
CBAM 成本占比	2.9%	3.4%	3.9%	4.6%	5.7%	6.4%	7.1%	7.8%	8.6%

资料来源: 海关总署, 中信建投证券

对比我国与欧盟的碳市场政策机制, 我国碳市场仍处于相对初级阶段, 存在纳入管控行业有限、交易方式较为单一、下游需求较少等问题。同时, 在分配方式方面, 我国碳配额仍以免费分配为主, 导致目前配额交易价格较低。“十五五”期间, 伴随国内碳市场建设的持续推进, 纳入配额管控行业进一步增加, 配额分配方式转向有价拍卖, 配额分配基准转向总量分配, 碳配额价格有望逐渐走高。与此同时, 伴随 CBAM 的正式实施, 各国的碳关税政策可能陆续出台, 或进一步加速国内碳配额价格的走高。

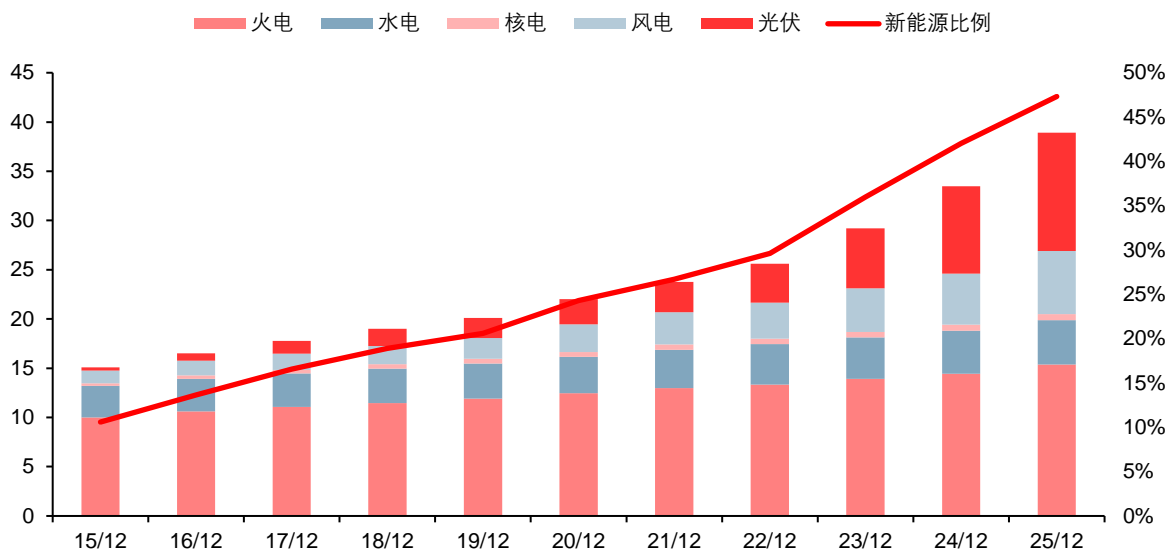
请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

新能源装机快速增长，非电消纳重要性提升

新能源装机快速增长，消纳利用率同比下降

近年来，伴随新型电力系统转型的稳步推进，新能源发电装机容量与占比显著提升。截至 2025 年末，我国电力装机总规模达 38.9 亿千瓦，同比增长 16.2%；新能源装机总规模达 18.4 亿千瓦，同比增长 30.9%，在总装机规模中占比约 47.3%，同比增加 5.3 个百分点。其中，太阳能发电装机容量约 12.0 亿千瓦，同比增长 35.5%；风电装机容量约 6.4 亿千瓦，同比增长 22.9%。对比我国此前的 NDC 目标（2030 年新能源装机达 12 亿千瓦），25 年风光装机规模已远超 30 年目标水平。从新增装机容量角度来看，2025 年，我国新增装机规模 5.4 亿千瓦，其中新能源装机容量达 4.3 亿千瓦，在新增装机中占比达 80%。同时，根据 2025 年发布的第三版 NDC 目标，到 2035 年我国风光装机规模目标为 36 亿千瓦，据此计算，未来 10 年风光装机规模需翻倍增长，年平均增长约为 2 亿千瓦。

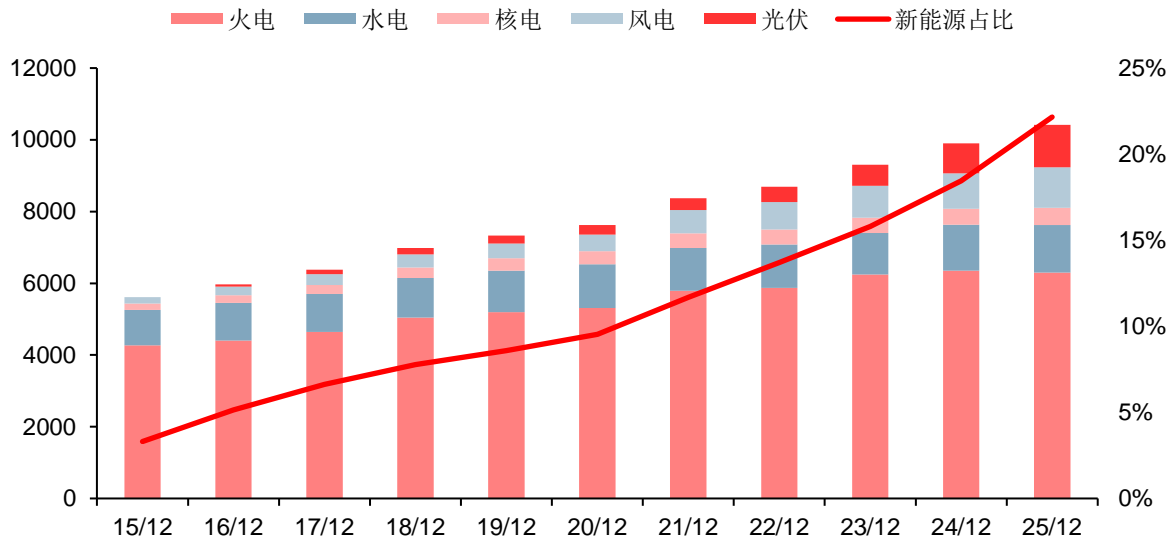
图 20：我国电力结构变化情况（单位：亿千瓦）



资料来源：Wind，中信建投

在发电量方面，目前火电仍旧占据主导地位，新能源发电量比例持续提升。2025 年，我国发电量总规模达 10.42 万亿千瓦时，同比增长 5.3%。其中火电、水电、核电、风电和光伏发电量规模分别为 6.3、1.3、0.5、1.2 和 1.1 万亿千瓦时，同比变化-0.8%、+3.5%、+8.4%、+42.6%和+13.5%。新能源发电量占比达 22.2%，同比提升 3.8 个百分点。整体来看，伴随新型电力系统转型的持续推进，新能源发电量规模有望持续提升，火电将逐步转型为调节性电源，发电量占比或将逐渐下降。

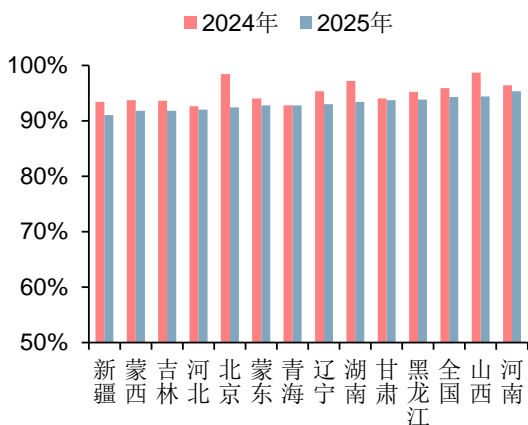
图 21：我国电力结构变化情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，中信建投

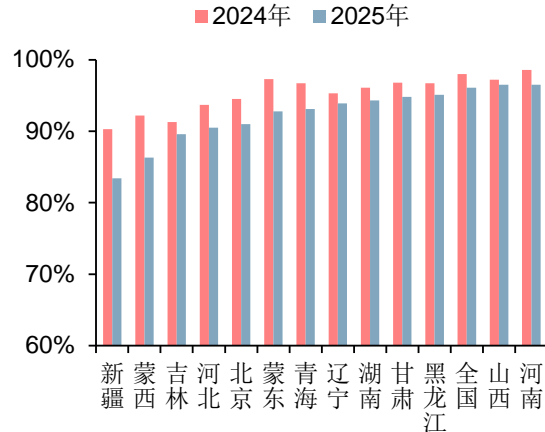
风光消纳压力边际提升，非电消纳需求有望提升。在新能源装机增长的同时，由于电力供需结构的失衡以及电网建设的相对滞后，新能源消纳利用率同比下降。2025 年，全国风电消纳利用率为 94.30%，同比下降 1.6 个百分点；光伏消纳利用率为 96.10%，同比下降 1.9 个百分点。具体来看，西北、东北和华北区域新能源装机比例较高、本地消纳能力有限且外送线路建设相对缓慢，导致新能源消纳利用率偏低。2025 年，新疆、蒙西和吉林的风电消纳利用率约为 91.0%、91.8% 和 91.8%，同比下降 2.4、1.9 和 1.8 个百分点；新疆、蒙西和吉林的光伏消纳利用率约为 83.4%、86.3% 和 89.6%，同比下降 6.9、5.9 和 1.7 个百分点。在新型电力系统转型的背景下，新能源装机规模仍将持续增长，但电网建设相对缓慢以及电力供需时空失衡问题或将长期存在，电网消纳压力边际增长，电力行业减排难度边际提升。**在此背景下，新能源非电消纳拓展兼备改善电网消纳及促进非电领域减排的能力，有望成为“十五五”期间优化产业格局、保障减排目标的重要途径。**

图 22:2024-2025 年风电消纳利用率变化



数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心，中信建投证券

图 23:2024-2025 年光伏消纳利用率变化



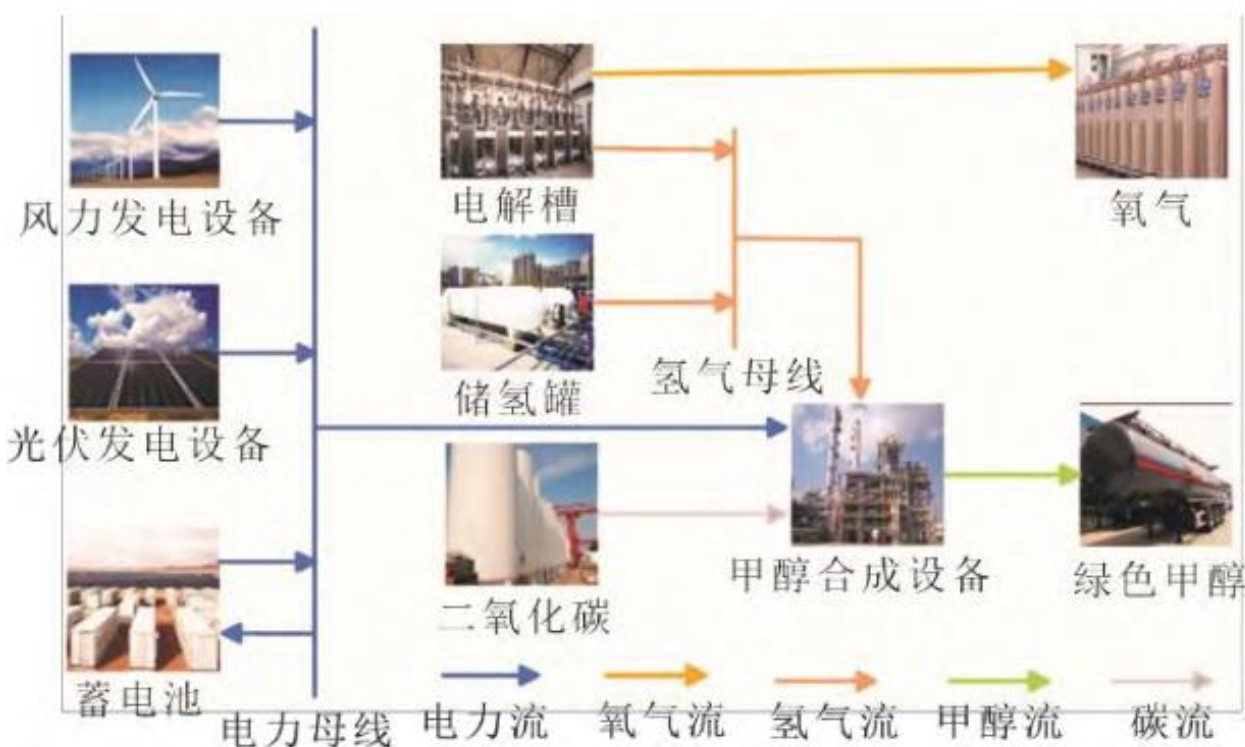
数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心，中信建投证券

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

非电消纳+能源替代，绿电氢氨醇潜力广阔

新能源非电消纳是将机组所生产的电能转化为其他形式的能量（热能、冷能、氢能等），有助于减轻电网消纳压力和促进下游用能产业减排。以绿电制备甲醇为例，甲醇通过绿氢与绿色二氧化碳合成而来。其中，绿氢通常来自电解水制氢，其中电力来源于风光项目所发电量，制备方式包括碱性电解水（ALK）、质子交换膜电解水（PEM）和固体氧化物电解水（SOE）等；绿色二氧化碳主要来自生物质材料或者空气捕集。在该过程中，绿电将逐步转化为绿氢与绿色甲醇，下游的化工或航运企业可通过消费绿色甲醇的方式减少生产过程中碳排放，完成行业减排目标。对比非电消纳的其他发展方向，绿电氢基燃料（目前以氢氨醇为主）项目可长周期、大规模储能，且在化工、航运、冶金等领域应用空间广阔，有望成为未来能源体系中的关键载体。

图 24: 离网式风光氢醇一体化系统流程



数据来源：《离网式风光氢醇一体化系统容量配置运行调度优化及经济性分析》，中信建投证券

政策方面，非电消费逐步纳入消纳责任权重核算体系，氢能定位“十五五”未来产业方向。2025年10月，国家发改委正式发布《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（征求意见稿），明确可再生能源消费最低比重目标分为电力消费最低比重目标和非电消费最低比重目标两类，首提将非电消费纳入消纳责任权重核算体系。其中，非电消费最低比重目标包括可再生能源供热（制冷）、可再生能源制氢氨醇、生物燃料等种类。“十五五”规划纲要中，氢能定位未来产业。《纲要》在新产业新赛道培育发展方面明确提出优化布局氢能基础设施，推动绿氢产业链向绿色氨醇、可持续航空燃料延伸，拓展氢能可在交通、电力、工业等领域应用。同时，近期发布的2026年政府工作报告提出大力发展绿色低碳经济，设立国家低碳转型基金，培育氢能、绿色燃料等新增长点。我们认为绿色氢基燃料发展的顶层设计正在逐步完善，未来产业的定位将为后续的政策保障和资金支持奠定基础。

2025年12月，生态环境部与国家能源局联合发布《温室气体自愿减排项目方法学 可再生能源电解水制氢（CCER—01—004—V01）》，系氢能领域的首个CCER方法学。具体来看，绿氢项目的CCER核发电量来自较煤制氢、天然气制氢等基准线情景的减排量，目前无需额外性论证。假设1吨绿氢的减排量为19吨（以煤制氢为基准），在现行CCER价格下（85元/吨），对应吨减排收益约为1615元/吨。除CCER减排政策以外，目前中央及部分地方政府已出台多项绿氢补贴政策。2026年2月，云南发布《云南省促进绿色电力消纳的若干措施》，提出支持新能源和制氢（氨醇）融合发展，对年产绿氢100吨以上（含100吨）的新能源制氢（氨醇）一体化项目，投产之日起连续三年给予每公斤最高13元补贴奖励。2026年3月，工信部、财政部、发改委联合发布《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》，核心目标为到2030年，将终端用氢均价降至25元/千克以下，优势地区力争15元/千克左右。《通知》提出的氢能综合应用发展方向包括**绿色氢氨醇、氢基化工燃料替代、氢冶金等**。根据《通知》的奖励标准计算，入选项目有望获得每吨绿醇640-800元的补贴，单个企业最高补贴额度为3.6亿元。**我们认为伴随氢能未来产业的定位确定，后续产业方面的支持政策有望接续推出，绿电氢氨醇的发展环境将进一步改善。**

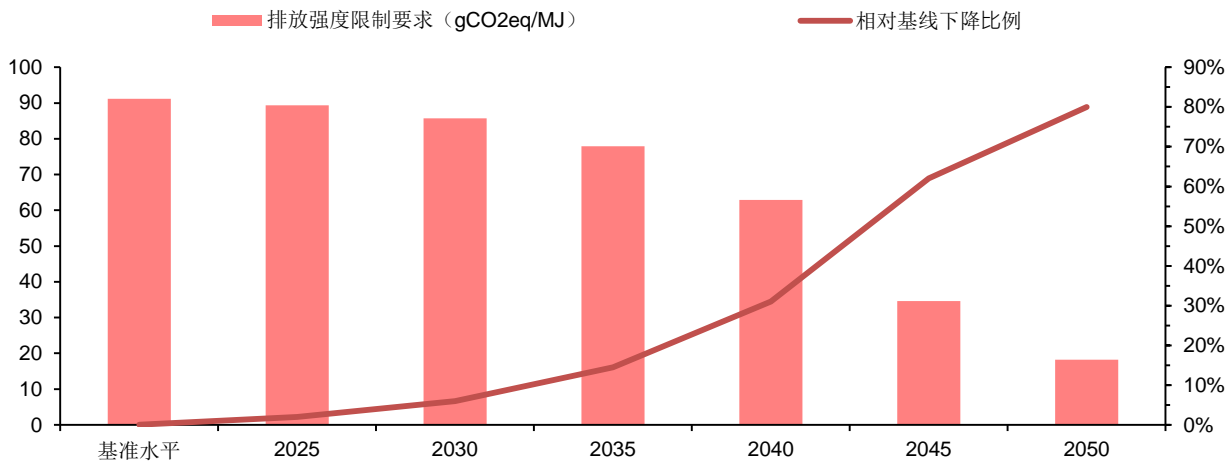
航运：EU ETS+IMO 双机制约束，绿色甲醇需求确定性提升

2021年，欧盟发布“Fit for 55”一揽子计划，提出航运业自2024年1月1日正式纳入欧盟碳排放交易体系（EU ETS）；根据EU ETS要求，所有进出欧盟及欧洲经济区（EEA）港口的5000总吨以上船舶，必须监测、报告温室气体排放，并清缴配额。其中，欧盟内部航程的排放按100%计入，欧盟—非欧盟港口间的排放按50%计入。2024年和2025年为过渡期，航运公司分别只需清缴核实CO₂排放量的40%和70%；**自2026年1月1日起，须按100%比例全额清缴配额，且温室气体覆盖范围延伸至CH₄和N₂O**。根据欧盟发布的2024年航运业实施情况监督报告，2024年航运公司需上交碳配额约3400万份（占实际排放量的40%），以2024年ETS的交易均价64欧元/吨二氧化碳计算，2024年ETS配额成本22亿欧元（约174亿元人民币），约占航运业运营成本的3.7%，配额成本主要由船运公司向下游传递。目前，欧盟碳配额价格已增长至约70欧元/吨，且碳配额清缴比例上升至100%，我们认为航运业的减排成本或将进一步提升。

除EU ETS制度外，欧盟还提出海运燃料条例（FuelEU Maritime），强制要求降低航运业使用化石燃料的比例。FuelEU Maritime政策旨在使用强制手段降低航运业使用化石燃料的比例，适用于5000总吨以上从事货运或客运的船舶，其中停靠欧盟港口以及欧盟内部航段的能源用量按100%统计，欧盟港口与非欧盟港口之间航段的能源用量按50%统计。该政策要求2025年船舶所用燃料的温室气体强度需比2020年的基准值

（91.16gCO₂eq/MJ）下降2%，此后每五年递减，至2050年累计削减80%。若未满足限制要求，超出的部分需按照“每超出1吨等量船用油缴纳2400欧元”计算罚款，同时，FuelEU Maritime要求船舶从2034年开始至少使用2%的非生物来源可再生燃料（RFNBO）。FuelEU Maritime于2025年1月1日正式生效。**伴随EU ETS和FuelEU Maritime的实施，航运公司减排压力日趋提升。**

图 25: FuelEU Maritime 船用燃料排放强度限制要求



数据来源：中国船级社，中信建投证券

假设 EUA（欧盟碳配额）价格为 60 欧元，根据 EU ETS 规定的燃料排放因子以及 FuelEU Maritime 的要求，我们测算了 2026 年及 2030 年不同燃料在欧盟内部航次（intra-EU）燃烧时的单位燃油合规成本（不考虑盈余单位抵扣的情况下）。2026 年，高硫燃料油（HSFO）约 232.8 欧元/吨、VLSFO（超低硫燃料油）约 233.7 欧元/吨、船用轻柴油（MGO）约 319.3 欧元/吨。目前 EU ETS 成本在全部合规成本占比较高，伴随船用燃料排放强度要求的提升，FuelEU Maritime 罚款比例将会逐渐提升。根据 Ship&Bunker 统计，2026 年 4 月 1 日，全球 20 个主要港口的 VLSFO 均价约为 965 美元/吨（约合 832 欧元/吨），据此计算，VLSFO 合规成本已占燃料成本的 28.1%，可对航运企业经营产生较大影响。

表 5: 欧盟体系下不同燃料的合规成本（单位：欧元/吨）

	碳排放强度 (gCO2e/MJ)	能量密度 (MJ/kg)	吨燃料碳排放因子 (tCO2e/t)	EU EIS	FuelEU Maritime 罚款 (2026)	FuelEU Maritime 罚款 (2030)	合计合规成本 (2026)	合计合规成本 (2030)
HSFO	91.0	40.2	3.1631	189.8	43.0	137.3	232.8	327.1
VLSFO	91.0	41	3.1631	189.8	43.9	140.0	233.7	329.8
MGO	94.0	42.7	3.2551	195.3	124.0	221.0	319.3	416.3
LNG	70.0	48	3.5610	213.7			214	213.7

资料来源：EU ETS，中信建投证券

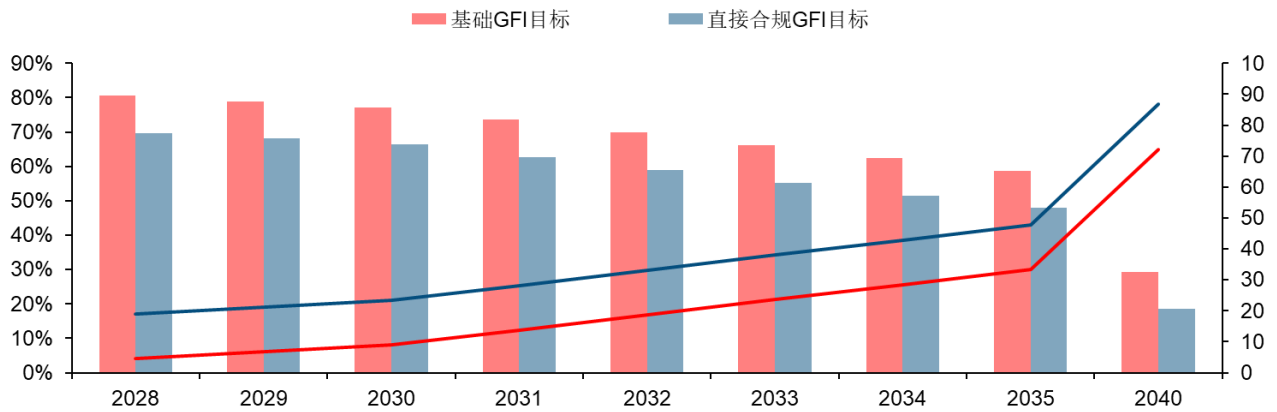
除欧盟碳排放交易体系外，IMO 净零框架有望成为航运业减排的新约束。IMO 净零框架是联合国下属的国际海事组织（IMO）制定的一套船舶温室气体减排措施，有望成为全球首个结合温室气体定价以及强制性燃料标准的行业减排国际规则，对航运业能源转型和可持续发展有深远影响。在原定计划下，IMO 净零框架表决应当于 2025 年 10 月进行，并于 2027 年 3 月份正式生效。但是，受部分国家的反对，IMO 净零框架表决推迟于 2026 年 10 月进行。

IMO 净零框架有 2 层 GFI（燃料生命周期温室气体强度）目标体系：基础目标体系（Base Target）以及合规目标体系（Direct Compliance Target），满足合规目标体系将获得一定激励，反之将需要缴纳合规成本。目前，框架以 2008 年的碳排放水平作为基准，确定了 2028-2035 年的 GFI 目标，具体来看，基础目标的碳排放下降比例由 28 年的 4% 逐步增长至 35 年的 30%；而直接合规目标较基准目标高出 13 个百分点。整体来看，28-30 年，GFI 目标增长较平缓，每年目标增加 2%；31-35 年增速提升至 4.4%，36-40 年平均增速进一步增加

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

至 7%。在 IMO 净零框架下，船舶初期的减排压力较小，但 2031 年后减排力度将迅速增长。

图 26: IMO 净零框架下的 GFI 目标变化情况（左：百分点，右：gCO₂e/MJ）



数据来源：IMO，中信建投证券

船舶的年度 GFI 水平根据各类燃料的生命周期温室气体排放因子与燃料能源消耗量计算得出。当船舶 GFI 低于当前的直接合规目标时，船舶可获得盈余单位（Sus）奖励，盈余单位可转让给其他船舶使用或储存至下期使用，有效期两年。此外，部分或全部使用零碳/近零燃料技术(GFI 低于 19gCO₂e/MJ，如绿色甲醇)的船舶还会获得额外的经济奖励（ZNZs 奖励）。当船舶 GFI 水平低于基础目标，但高于直接合规目标时，船舶将产生一级合规赤字，该赤字只能通过 IMO 净零基金购买一级补救单位以平衡，售价为 100 美元/tCO₂e。当船舶 GFI 水平高于基础目标水平时，将同时产生一级和二级合规赤字，一级赤字的平衡方式同上，二级赤字需要通过向 IMO 购买二级补救单位（售价 380 美元/tCO₂e）或者 Sus 以维持平衡。目前，IMO 对一级补救单位的定价低于替代燃料使用成本，二级补救单位成本则高于替代燃料使用成本。因此，在不考虑 ZNZs 奖励的情况下，掺烧替代燃料将 GFI 水平降低至基础目标水平，并购买一级补救单位或成为船舶综合成本最低的方法。

在 IMO 净零框架体系下，纯粹使用传统燃油（VLSHFO、MGO 等）需要支付较高的合规成本，LNG 仅适合作为中短期的过渡能源，长期来看仍会产生较高合规成本。以 2030 年 IMO 合规目标为例，当年基础 GFI 目标为 85.8 gCO₂e/MJ；直接合规 GFI 目标为 73.7 gCO₂e/MJ。以 VLSFO 为例，其全部合规成本为 130.6 美元/吨（3.19 美元/GJ），其中一级合规成本为 49.6 美元/吨；二级合规成本达 81 美元/吨。到 2035 年，IMO 的合规要求会快速降低至 65.3 gCO₂e/MJ 和 53.2gCO₂e/MJ，此时 VLSFO 合规成本将快速上升至 450 美元/吨；LNG 合规成本约为 143.8 美元/吨。

表 6:IMO 体系下不同燃料的合规成本（单位：美元/吨）

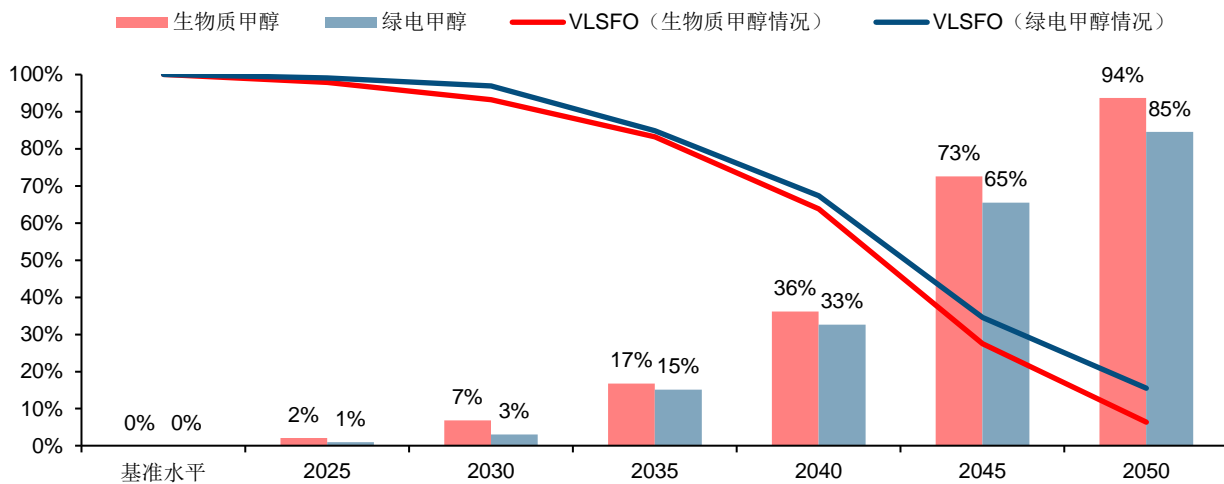
	碳排放强度 (gCO ₂ e/MJ)	能量密度 (MJ/kg)	吨燃料碳排放因子 (tCO ₂ e/t)	基础目标 (gCO ₂ e/MJ)	直接目标 (gCO ₂ e/MJ)	一级合规成本 (美元/吨)	二级合规成本 (美元/吨)	合计成本(美元/吨)
VLSFO	91.0	41.0	3.2	85.8	73.7	49.6	81.0	130.6
HSFO	91.0	40.2	3.2	85.8	73.7	48.6	79.4	128.1
MGO	94.0	42.7	3.3	85.8	73.7	51.7	133.1	184.7
LNG	70.0	48.0	3.6	85.8	73.7			

资料来源：EU ETS，中信建投证券

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

绿色甲醇减排效益明显，市场需求有望增长。根据全球甲醇协会统计，生物质甲醇和绿电甲醇的碳排放强度约为 13.3 和 4.9g CO₂eq/MJ。以满足欧盟 FuelEU Maritime 船用燃料排放强度限制为基础，我们测算了不同年份下，航运公司使用绿色甲醇（生物质甲醇及绿电甲醇）满足强度限制的最低比例。具体来看，假设其他燃料为 VLSFO，到 2030 年生物质甲醇和绿电甲醇的最低比例约为 6.8% 和 3.1%。其中，绿电甲醇作为 RFNBO（可再生非生物来源燃料），其减排效果在 2034 年之前具备双倍奖励。根据 IMO 统计，2024 年全球船队燃油使用量达 2.23 亿吨，其中传统重油（HFO、LFO、MDO/MGO）占比约为 92.53%，约为 2.06 亿吨。据此估算，到 2030 年，全球为满足船用燃料排放强度限制，仅采用绿色甲醇掺烧的情况下，生物质甲醇和绿电甲醇的需求量约为 1444.4 和 636.2 万吨。综合来看，伴随欧盟碳排放控制的趋严，绿色甲醇作为一种零碳/近零燃料技术，可有效降低航运业碳排放成本，市场需求有望持续增长。

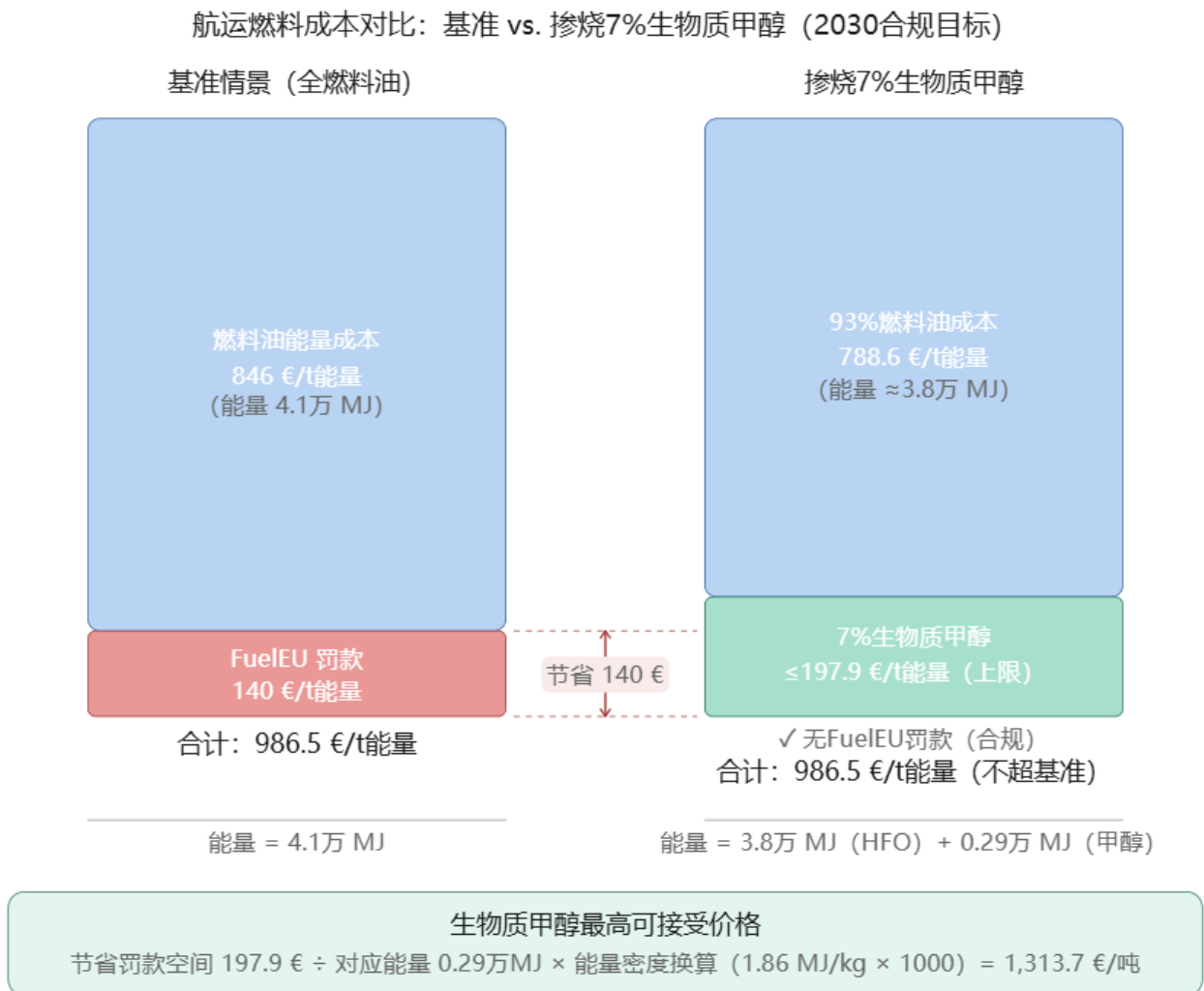
图 27: FuelEU Maritime 船用燃料排放强度限制下绿色甲醇最低比例



数据来源: FuelEU Maritime, 全球甲醇协会, 中信建投证券

在绿色甲醇价格方面，参考全球甲醇协会计算思路，绿色甲醇的最高可接受价格应当取决于燃料油价格及其合规成本。假设碳配额价格为 60 欧元/吨，燃料油价格为 846 欧元/吨，以 2030 年合规目标为例，通过掺烧 7% 生物质甲醇或 3% 的绿电甲醇，航运商可以避免 FuelEU 罚款并减少 EU ETS 缴纳。在基准情况下，假设航运企业全部使用燃料油，燃料成本为 986.5 欧元/吨（包含 846 欧元/吨的能量价格+ 140 欧元/吨 FuelEU 罚款），对应能量为 4.1 万 MJ。当航运企业选择使用 7% 能量的生物质甲醇对冲罚款成本时，其仅需要采购 93% 的燃料油（对应能量价值 788.6 欧元/吨，能量约为 3.8 万 MJ），且不需要缴纳 140 欧元/吨的罚款。因此 7% 的生物质甲醇（对应能量 0.29 万 MJ）的最高可接受价格为 197.9 欧元(986.5-788.6 欧元)。由于甲醇的能量密度为 18.6MJ/KG，则单吨生物质甲醇的可接受价格约为 1313.7 欧元/吨。此外，生物质甲醇还可减免碳排放成本 45.5 欧元，因此综合最高售价为 1359.1 欧元/吨。同上，绿电甲醇的最高售价应当为 2998 欧元/吨。其中绿电甲醇价格较高主要系作为 RFNBO，具备 2 倍减排系数奖励，对避免 FuelEU 罚款具备更高的价值。同时，EU ETS 将 RFNBO 的碳排放视为 0，使得绿电甲醇具备更高的碳配额减排价值。到 2035 年，伴随 2 倍减排系数奖励的退坡，绿电甲醇的最高可接受价格将下降至 1542 欧元/吨。

图 28: 生物质甲醇价格示意图

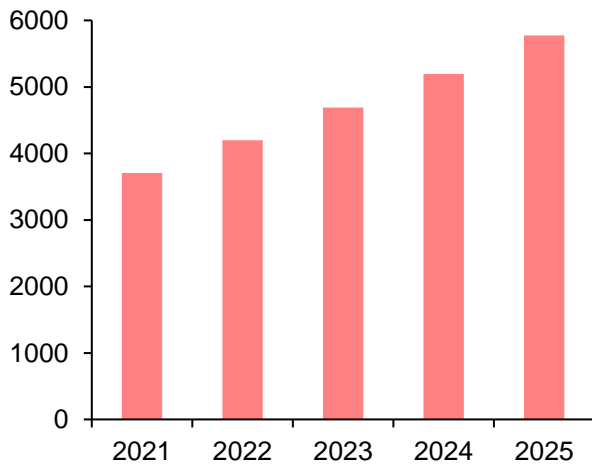


数据来源：全球甲醇协会，中信建投证券

化工：绿氢耦合煤炭制烯烃，绿电降本带动成本下降

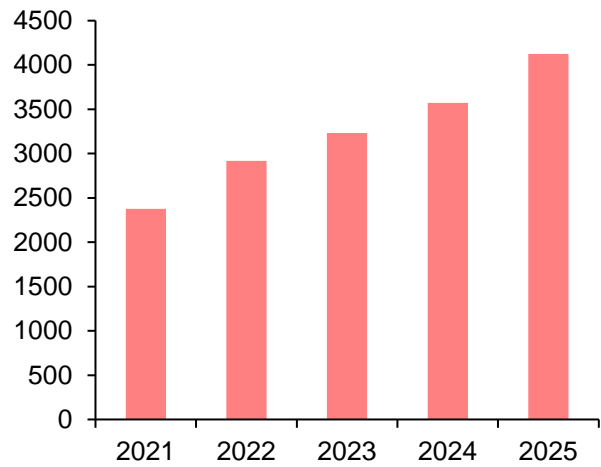
目前，烯烃生产是我国甲醇的主力消费行业。根据百川盈孚统计，2025年全国甲醇表观消费量约为10317.6万吨；其中烯烃制备消费量约为4463.2万吨，同比增长约4.1%，约占全部消费量的43.3%，系甲醇消费的第一大行业，且消费量呈现持续增长趋势。烯烃是现代有机化工的基础原料，下游产品包括聚乙烯（PE）、聚丙烯（PP）、合成橡胶、ABS树脂等，广泛应用于塑料、橡胶、纤维、化工等领域。作为重要的基础化工材料，国内烯烃及聚烯烃发展受政策支持，在运产能持续增长。截至2025年末国内聚乙烯和聚丙烯产能分别为4124和5776万吨/年，同比增长15.49%和11.1%。

图 29: 全国聚乙烯产能 (万吨)



数据来源: 百川盈孚, 中信建投证券

图 30: 全国聚丙烯产能 (万吨)

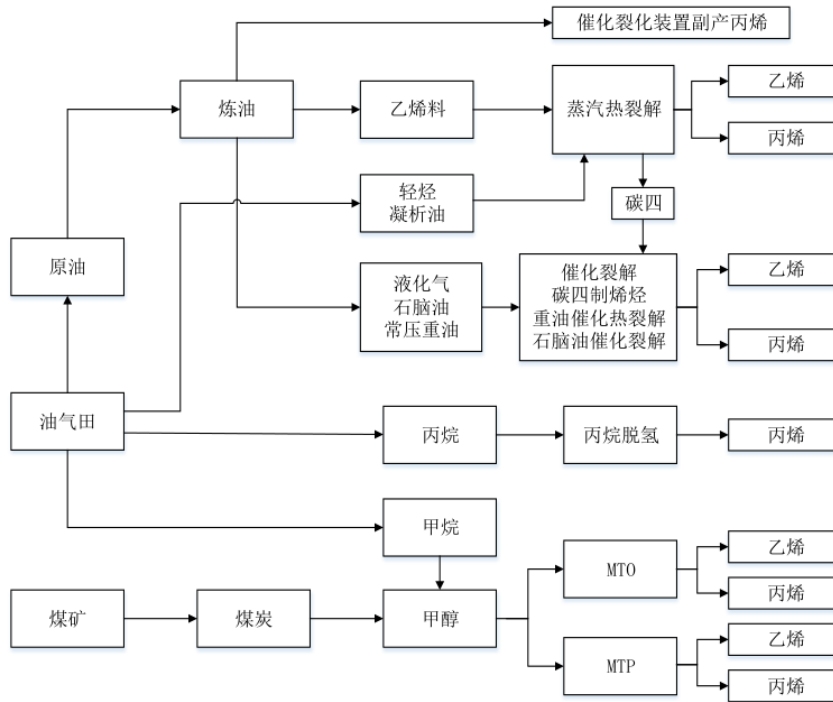


数据来源: 百川盈孚, 中信建投证券

目前烯烃制备方式主要包括石脑油制烯烃（油制烯烃）、丙烷脱氢制烯烃（气制烯烃）和甲醇制烯烃（煤制烯烃），其中石脑油制烯烃和丙烷脱氢制烯烃是国际主流生产方式，主要受石油化工发展历史以及全球油气资源分布的影响。与此同时，我国“富煤、贫油、少气”的资源禀赋特点使得我国石油以及天然气进口依存度较高。在此背景下，拓展烯烃原料多样性，发展甲醇制烯烃有助于提升化工产业自主可控能力，减少国际能源市场波动对我国经济生产的影响，兼顾能源安全性与经济性的双重考虑。

随着现代煤化工技术的发展，我国甲醇制烯烃产业迅速发展。2011年1月，神华集团包头煤制烯烃工程正式进入商业化运营阶段，是世界首套以煤炭为原料生产石化产品聚烯烃生产线；2015年1月，陕西蒲城清洁能源化工有限公司世界首套DMTO-II（新一代甲醇制低碳烯烃）工业示范装置开车成功，与第一代技术相比，DMTO-II技术的烯烃收率进一步提高，每吨烯烃甲醇消耗可降低逾10%，生产成本大幅降低。2025年1月，内蒙古宝丰煤基新材料项目采用第三代甲醇制烯烃DMTO-III技术的首系列100万吨/年甲醇制烯烃工业装置投料开车成功并产出合格聚烯烃产品。截至2025年年底，国内已投产和试车成功的煤制烯烃装置共36套，总设计产能达到2181万吨/年，占到我国烯烃总产能的28%左右。

图 31: 三种典型烯烃制取工艺路线示意图



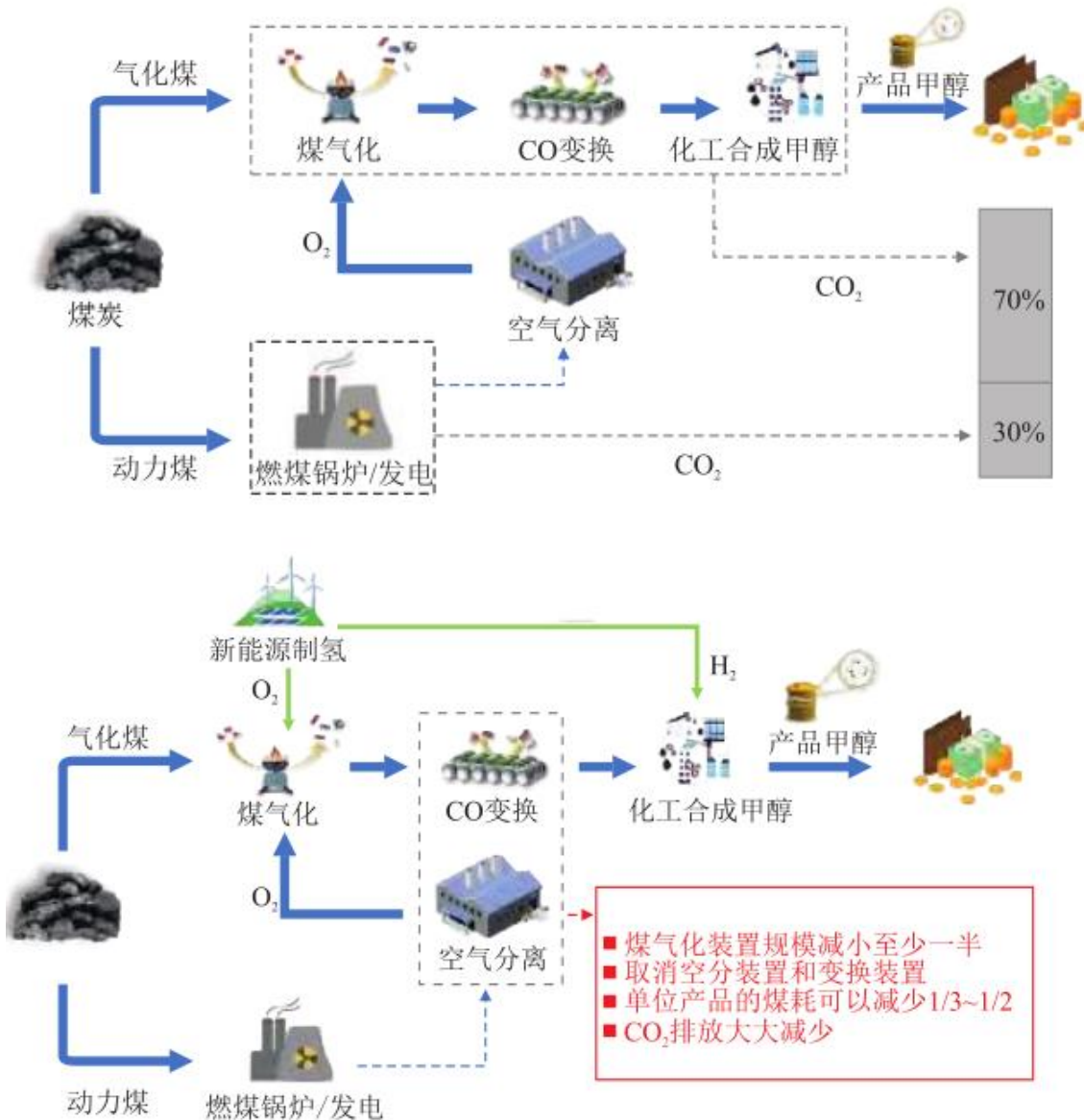
数据来源：宝丰能源，中信建投证券

伴随烯烃产能的快速增长，相关产业的排放监管趋严。2021年10月，发展改革委等5部门联合发布《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》（发改产业〔2021〕1464号），要求乙烯等石化化工重点行业整体能效水平明显提升，并引导低效产能有序退出。2022年4月，工信部等六部门印发《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》，鼓励石化化工企业因地制宜、合理有序开发利用“绿氢”，推进炼化、煤化工与“绿电”、“绿氢”等产业耦合示范，利用炼化、煤化工装置所排二氧化碳纯度高、捕集成本低等特点，开展二氧化碳规模化捕集、封存、驱油和制化学品等示范。2025年11月，工信部等七部门印发《石化化工行业稳增长工作方案（2025—2026年）》，提出合理确定乙烯、对二甲苯新增产能规模和投放节奏，防范煤制甲醇行业产能过剩风险；开展绿电—绿氢—石化/煤化工耦合等标准预研，推进重点产品碳足迹核算规则标准制定。2026年4月，工信部等七部门联合印发《加力推进石化化工行业老旧装置更新改造行动方案（2026—2029年）》，鼓励更新改造企业对标行业先进水平实施安全化、绿色化、智能化改造，涉及高耗能、高碳排放项目应按要求实施能耗和碳排放等量或减量置换。**综合来看，伴随“双碳”进程的持续推进，碳排放将成为烯烃产业产能出清的重要指标。短期来看，我们认为煤炭耦合绿氢制烯烃和碳捕集（CCUS）技术有望成为烯烃制备减少碳排放的主要路径。**

在传统的煤制烯烃工艺中，煤炭和空分装置产生的氧经气化炉生产出粗合成气（主要成分是一氧化碳和氢气），粗合成气经变换调整氢碳比并脱硫脱碳净化后得到净合成气（变换过程中将大量排放二氧化碳），净合成气经过压缩和精馏后生成精甲醇，后续通过MTO装置和烯烃聚合装置得到最终聚烯烃产品。绿氢耦合工艺可部分或全部省去变换反应，让粗合成气直接进入净化过程，外界获取的纯氢与净化后的合成气按照氢碳比2:1的要求进行混合，后续合成过程不变。同时，电解水制氢同时产生氧气，可进一步降低空分装置的规模，从而减少燃料煤消耗。根据《绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析》测算，典型企业（年产甲醇60万吨）的年二氧化碳排放量约为205.94万吨，折算单吨甲醇的排放量约为3.4吨，其中煤气化、CO变换和

空气分离等工序的排放量占主导。采用绿氢耦合煤制甲醇工艺后，典型企业的年二氧化碳排放量可降至 60.94 万吨，较传统工艺减排 70.4%；单吨甲醇的二氧化碳排放将下降至 1.0 吨。

图 32: 现代煤化工的主流工艺和煤化工与新能源制氢耦合的工艺对比



数据来源：《绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析》，中信建投证券

在经济效益方面，根据《绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析》提出的计算方法，传统工艺下，单吨甲醇的原料煤和燃料煤耗用分别为 2.09 和 0.75 吨，在原料煤价格 600~800 元/吨，燃料煤价格 450~650 元/吨时，考虑水、电、其他材料、折旧等其他成本后，单吨甲醇的生产成本约为 2008 ~ 2478 元/吨；在绿氢成本为 1.54 元/方时，绿氢耦合制甲醇工艺成本约为 4027 元/吨，生产成本显著高于传统煤制甲醇工艺。伴随绿氢成本下降至 0.6~1 元/方，绿氢耦合制甲醇工艺成本可降至 2056~2894 元/吨，经济性与传统工艺类似。

表 7: 传统煤制甲醇工艺成本估算

项目	单耗	单价	合计成本
原料煤（吨）	1.6	800	1280
燃料煤（吨）	0.75	650	487.5
冷却水（吨）	337.6	0.2	67.52
电（千瓦时）	256.6	0.5	128.3
触媒及化学品			45
人工费用			230
折旧及管理费			240
合计			2478

资料来源：《绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析》，中信建投证券

表 8: 绿氢耦合煤制甲醇工艺成本估算

项目	单耗	单价	合计成本
CO2（立方米）	699	0.4	279.6
绿氢（立方米）	2097	1.54	3229.38
水（吨）	2.5	2	5
电（千瓦时）	31.5	0.5	15.75
蒸汽（吨）	2	150	300
劳动力成本			24
间接成本			173
合计			4027

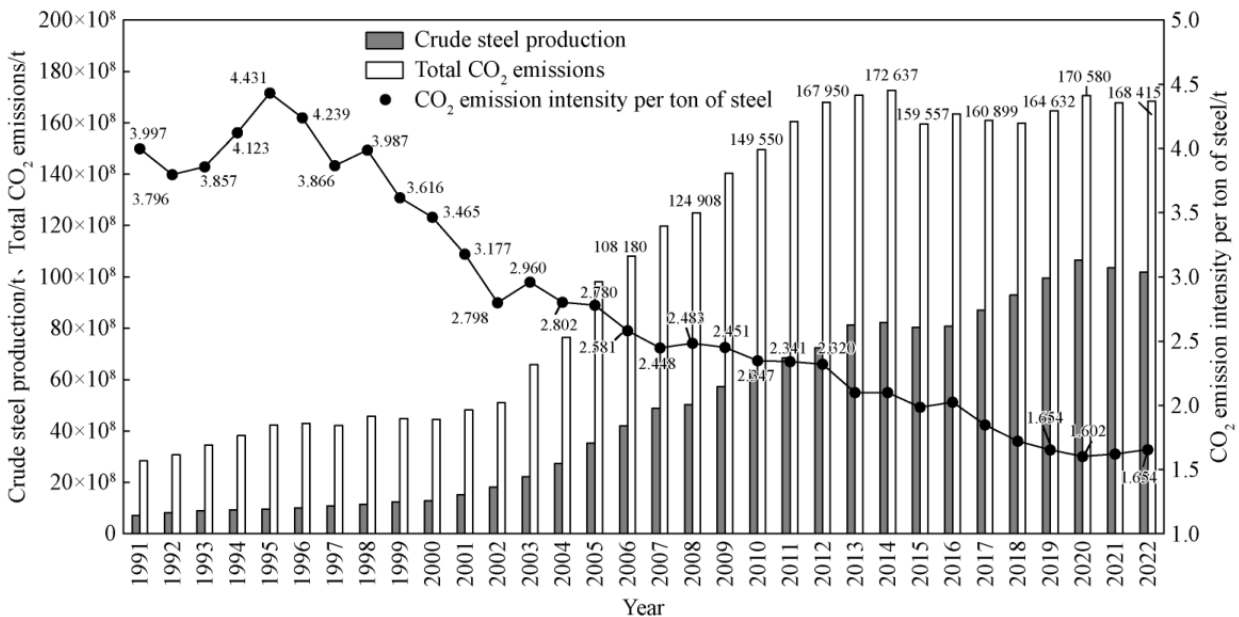
资料来源：《绿氢耦合煤制甲醇碳减排量核算及竞争力分析》，中信建投证券

目前，我国已有部分项目采用绿氢耦合煤化工制烯烃工艺。2024~2025 年，宝丰能源旗下内蒙古宝丰煤基新材料项目（260 万吨/年煤制烯烃及配套 40 万吨/年绿氢耦合制烯烃项目）陆续投产，系全球单厂规模最大的烯烃项目，也是首个规模化应用绿氢与现代煤化工协同生产工艺制烯烃的项目。2026 年 3 月，该项目配套的风光制氢项目完成招标，建成后绿氢可直接供应煤化工流程，替代煤炭消耗，减少碳排放规模。根据公司测算，内蒙古宝丰煤基新材料项目设计年消耗原料煤 829.22 万吨、燃料煤 132.41 万吨，在风光制氢项目满负荷运行 5 年后，燃料煤的年用量可降至 111.52 万吨，假设燃煤入厂价格约 350 元/吨，则绿氢耦合项目的燃料替代效益约为 7311.5 万元。

钢铁：碳排放规模居于前列，氢冶金助力零碳炼铁

我国钢铁行业的碳排放规模仅次于电力行业，是全球碳排放的第二大行业。钢铁行业的碳排放规模增长主要源于行业产能的持续增长，1991~2022年，我国粗钢产量由7100万吨增长至10.18亿吨；碳排放规模由2.83亿吨增长至16.84亿吨，吨钢铁碳排放规模由4吨显著下降至1.65吨。随着碳减排压力的持续增长，目前，钢铁行业的主要减排路径包括：削减粗钢产能、废钢资源利用以及低碳技术应用。中长期来看，钢铁行业实现近零排放需要颠覆性低碳技术，其中氢冶金是实现“零碳炼铁”的重要路径。

图 33: 1991—2022 年中国钢铁行业碳排放总量及吨钢碳排放强度



数据来源：《新形势下中国钢铁行业碳达峰碳中和若干问题探讨》，中信建投证券

氢冶金采用氢气作为还原剂，直接还原铁矿石生产固态金属铁。该技术核心原理为氢气跟铁矿石中的氧化铁起化学变化，氢气在还原反应期间把氧化铁里的氧去掉，生成水蒸气成分，最终铁被脱离释放。对比传统的冶金手段，氢冶金可以极大降低二氧化碳排放水平。目前，欧盟国家多个氢基竖炉项目在运或在建，主要采用天然气或者可再生能源电解氢作为还原剂。其中，瑞典的HYBRIT（氢突破炼铁技术）项目采用100%可再生氢基直接还原铁，于2024年完成试验运行，后续工业化生产工厂有望于2026年投产。在成本方面，根据相关研究估计，HYBRIT的钢铁生产成本比高炉转炉的传统路径钢铁高20~30%，仍存在降本空间。

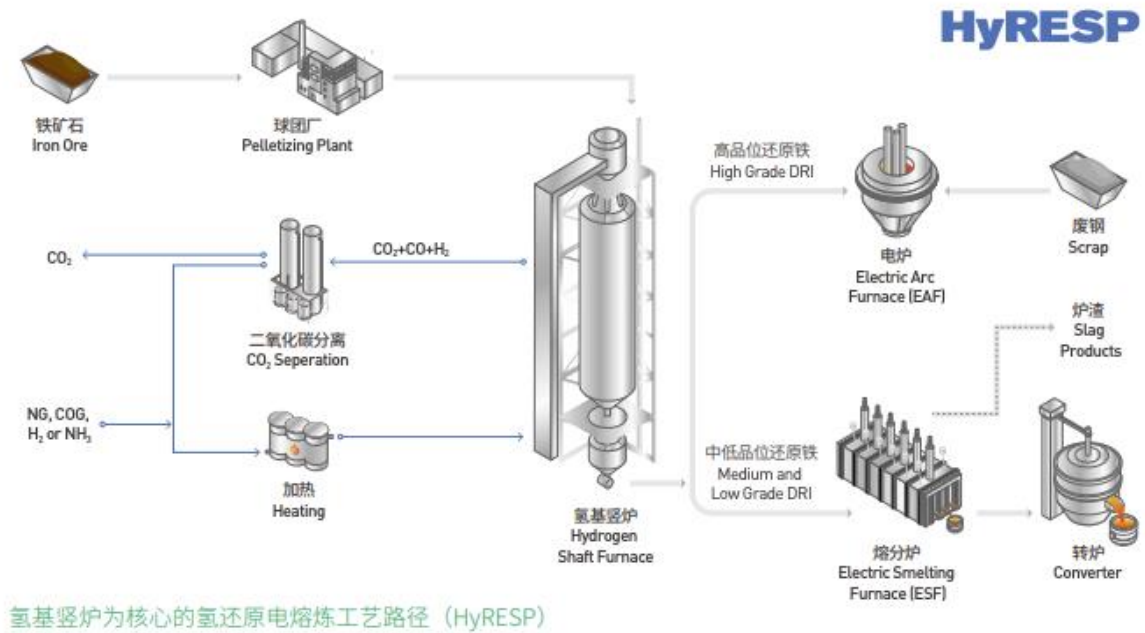
表 9: 欧盟氢基直接还原项目统计表

国家	公司	项目	还原气	技术路线	进度计划
瑞典	SSAB	Hybrit	氢气	电解+H-DRI	2026年示范工厂
西班牙	安米	Gijon	天然气+氢气（后期）	H-DRI	2025年年产230万吨
德国	蒂森克虏伯	H2Steel	氢气	H-DRI	2026年年产250万吨
荷兰	塔塔钢铁	H2ermes	天然气+氢气（后期）	H-DRI	2025年氢气装置投产
奥地利	奥钢联	HYFOR	氢气	H-DRI(采用矿粉)	2021年中试工厂
比利时	安米	GHent	天然气+氢气（后期）	H-DRI	2030年年产230万:
法国	安米	Dunkirk	天然气+氢气（后期）	H-DRI(矿热炉)	2021年与AirLiquide签约

资料来源：《绿色低碳氢冶金技术研究进展》，中信建投证券

国内方面，2025 年 12 月，国内首条百万吨级近零碳钢铁产线在宝钢股份湛江钢铁全线贯通。该产线采用中国宝武首创的氢冶金电熔炼工艺（HyRESP）技术路径，实现了短流程生产零碳高等级板材工艺路线全链条贯通。据公司测算，对比同等生产规模的传统“高炉+转炉”长流程工艺，近零产线预计可实现降碳 50%—80%。最高每年可减少二氧化碳排放超 314 万吨。

图 34: 中国宝武氢冶金电熔炼工艺（HyRESP）示意图

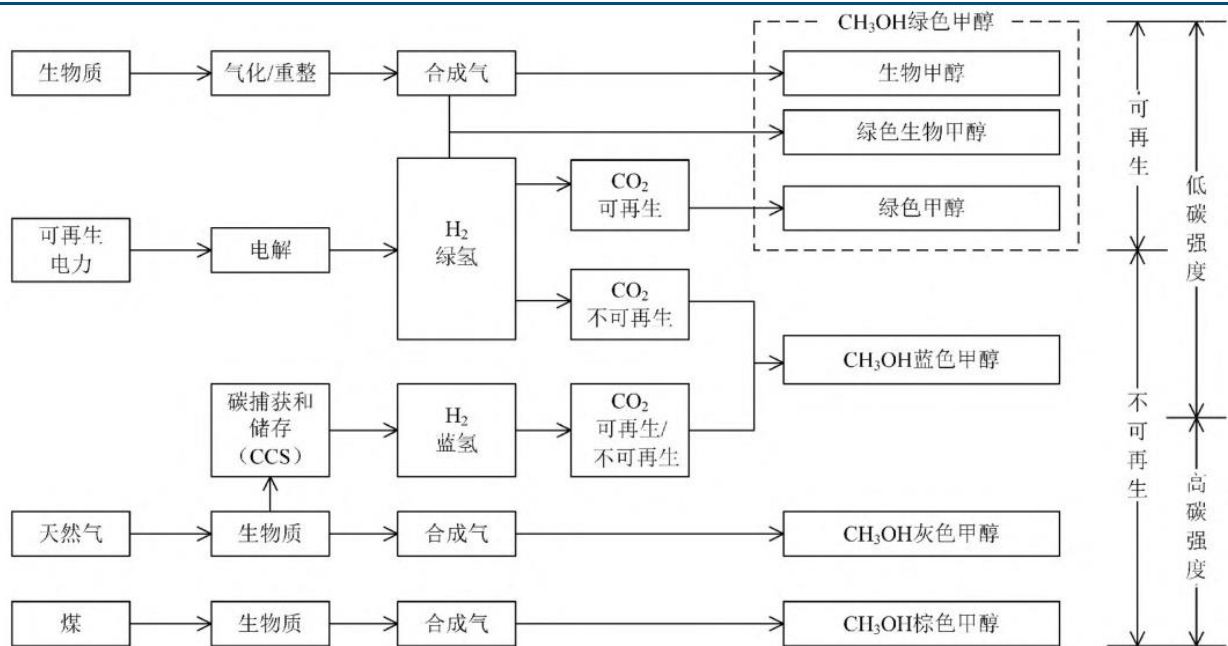


数据来源：宝钢官网，中信建投证券

绿色甲醇的成本测算

根据国际可再生能源署的甲醇划分标准，目前，绿色甲醇的制备技术路线分别为**生物质制甲醇**和**可再生能源电力制甲醇**两大技术路线。其中，生物质制备绿色甲醇路线包括传统的生物质气化制备绿色甲醇以及生物质耦合绿氢制备甲醇；可再生能源制甲醇路线利用可再生电力电解水得到的绿氢和绿色碳源（主要采用碳捕集技术）生产甲醇。具体来看，生物质气化路线的生产成本较低，但碳排放强度略高且后续增长空间有限（主要受限于区域内生物质原料的供给）；生物质耦合绿氢制备甲醇方法成本略高于生物质气化，但对绿碳资源的利用率更高；绿电制备方法成本最高，生产成本的压降主要来自绿电及碳捕集成本的下降。

图 35: 不同类型甲醇的划分示意图

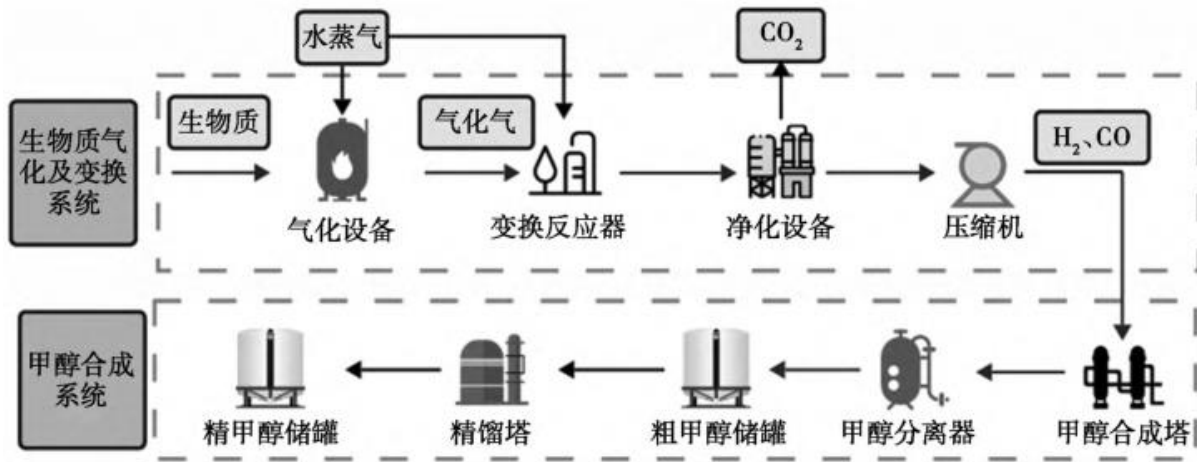


数据来源：《我国绿色甲醇产业现状与发展展望》，中信建投证券

生物质气化制甲醇路线

传统生物质气化制备绿色甲醇工艺较为成熟，绿色甲醇的生产成本偏低，但碳排放强度略高。生物质原料（农业残余物、城市废物等）在气化炉内通过高温气化转化为以 CO、H₂、CO₂ 和 CH₄ 为主的粗合成气。在这一过程中，不同的气化炉选择对合成气的品质与系统经济性存在影响，目前流化床气化炉工艺是商业化程度较高的选择。其次，粗合成气先进入净化单元脱除焦油、硫化物等杂质，再通过水煤气变换反应调节气体组分，并经 CO₂ 脱除单元提纯得到富 H₂/CO 的合成气，最终在甲醇合成单元中生产甲醇并进行产品精馏。在此过程中，气化气变换过程会产生大量的二氧化碳，造成绿色碳资源的浪费。

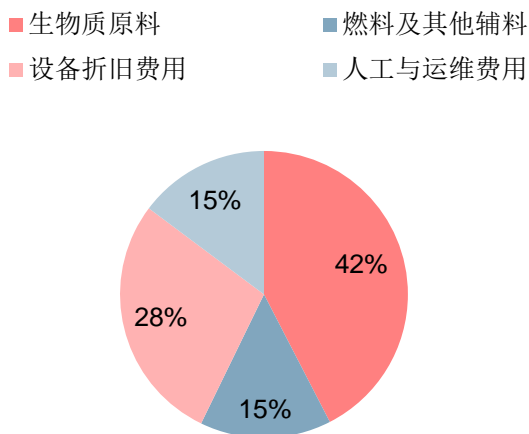
图 36: 传统生物质气化制备绿色甲醇的技术路线



数据来源: 《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

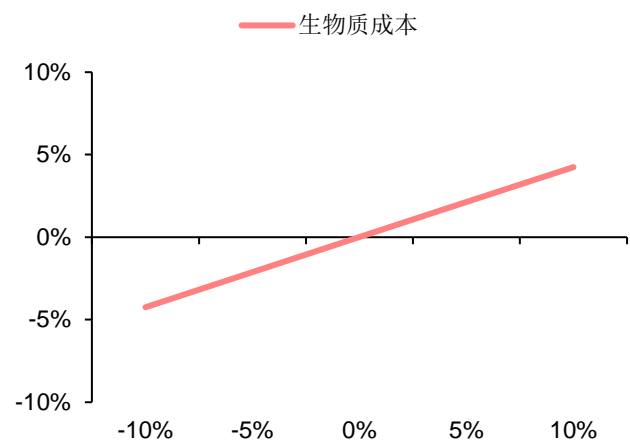
对生物质气化路径来说，生物质原料价格是影响制备成本的主要因素。参考《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，我们对生物质气化绿色甲醇的成本进行估算。假设项目产能为 10 万吨绿色甲醇，生物质原料以秸秆成型颗粒为主，气化设备选用循环流化床气化炉，项目总投资约为 12 亿元。该方案每年需要消耗生物质约 23 万吨（则单吨甲醇消耗生物质原料 2.3 吨），据此估算，在秸秆成型颗粒价格为 500 元/吨时，对应生物质甲醇生产成本约为 2710 元/吨。以生物质材料价格进行敏感性分析，在生物质材料价格为 500 元/吨的基准水平下，价格下降/增长 10%（对应价格为 450 和 550 元/吨），对应生物质方法制备绿醇成本为 2595 和 2825 元/吨，较基准水平下降/增长 4.2%。整体来看，生物质材料对绿色甲醇的影响较大，由于秸秆收运存在经济性半径，因此生物质制备甲醇需要在生物质材料富裕且廉价的区域建设（如东北、内蒙古等区域）。

图 37: 生物质气化制甲醇的成本构成



数据来源: 《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

图 38: 生物质材料价格的敏感性分析

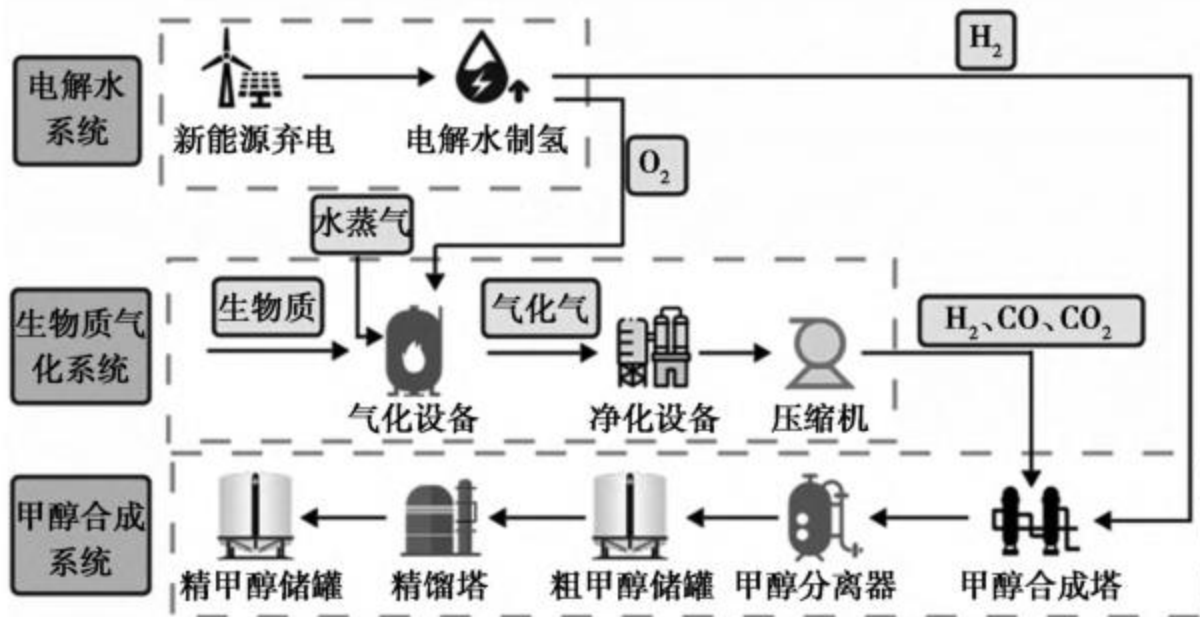


数据来源: 《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

生物质耦合绿氢制甲醇

生物质耦合绿氢制备甲醇路线引入绿氢调节氢碳比，大幅提升生物质原料的利用效率。与生物质气化技术相比，生物质耦合绿氢工艺不再使用水煤气变换过程调整组分，而是选择耦合绿氢以调节氢碳比，进而制备合成气及合成绿色甲醇。在生物质耦合绿氢工艺下，工厂可取消水煤气变换调节单元，还可避免绿氢被上游粗合成气中的杂质污染，实现对甲醇合成原料气氢碳比的精确与高效调控。在理想状态下，生物质耦合绿氢工艺的碳利用效率约为 99%（生物质气化的碳利用效率约为 50%），单位生物质的绿色甲醇产量提升接近一倍。

图 39: 生物质气化加氢合成甲醇技术路线示意图



数据来源：《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

对生物质耦合绿氢工艺来说，生物质材料和绿氢价格是影响制备成本的主要因素。其中，绿氢成本受电解水制氢工艺和绿电价格影响。目前碱性电解水制氢（ALK）质子膜电解制氢（PEM）技术和产业化应用相对成熟。其中，ALK 设备成本低且寿命较长，但效率偏低，单位电耗约为 4.5~5.5 千瓦时/立方米；PEM 气体纯度高，效率较高，单位电耗约为 4.0-5.0 千瓦时/立方米，但设备及维护成本较高。在市场占有率方面，ALK 技术路线占据主导地位。根据相关行业统计数据，2026 年 1-3 月，全国 ALK 订单总量约为 311MW，占比达 92.5%；PEM 订单总量约为 25MW，占比约为 7.5%。在 ALK 技术路线下，我们假设单方氢气的能耗为 4.5 千瓦时/立方米，绿电价格为 0.25 元/千瓦时，综合考虑设备折旧及运维成本后，绿氢成本约为 1.5 元/方（折算 17.1 元/公斤）。

表 10: 现行电解水制氢技术分析对比

电解水制氢技术	隔膜材料	标方氢能耗(千瓦时)	商业化程度	生产特征
碱性电解制氢(ALK)	30%KOH 石棉膜	4.5~5.5	充分产业化	需控制压差，产气需脱碱
阴离子交换膜电解(AEM)	阴离子交换膜	-	实验室研发阶段	启停便捷，产气杂质仅水蒸气
质子膜电解制氢(PEM)	质子交换膜	4.0~5.0	小规模产业化	同上
固体氧化物基电解制氢(SOEC)	固体氧化物	-	尚未产业化	同上

资料来源：中信建投证券

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

参考《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，我们对生物质耦合绿氢的甲醇制备成本进行估算。假设项目产能为10万吨绿色甲醇，生物质原料以秸秆成型颗粒为主，项目总投资约为10.25亿元（电解水制氢设备在绿氢成本中考虑）。该方案每年需要消耗生物质约9万吨和1万吨绿氢。据此估算，在秸秆成型颗粒价格为500元/吨时，绿氢价格在17080元/吨时，对应生物质甲醇生产成本约为3337元/吨。以生物质材料价格和绿电价格进行敏感性分析，在生物质材料价格为500元/吨的基准水平下，价格下降/增长10%（对应价格为450和550元/吨），对应绿醇成本为3292和3382元/吨，较基准水平下降/增长1.3%。在绿电价格为0.25元/千瓦时的基准水平下，价格下降/增长10%（对应价格为0.225和0.275元/千瓦时），对应绿醇成本为3211和3463元/吨，较基准水平下降/增长3.8%。**整体来看，绿电成本变化对绿色甲醇的影响较大，生物质耦合绿氢项目需要在生物质材料和风光资源均较为丰富的区域进行布局。**

图 40: 生物质耦合绿氢制甲醇的成本构成

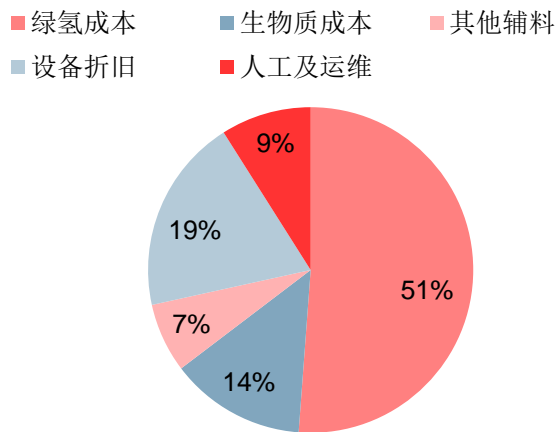
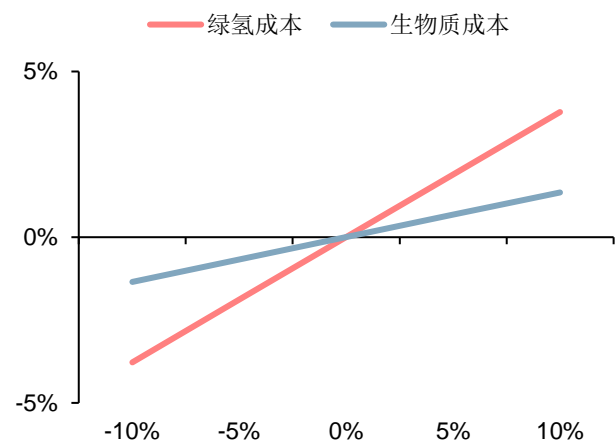


图 41: 敏感性分析



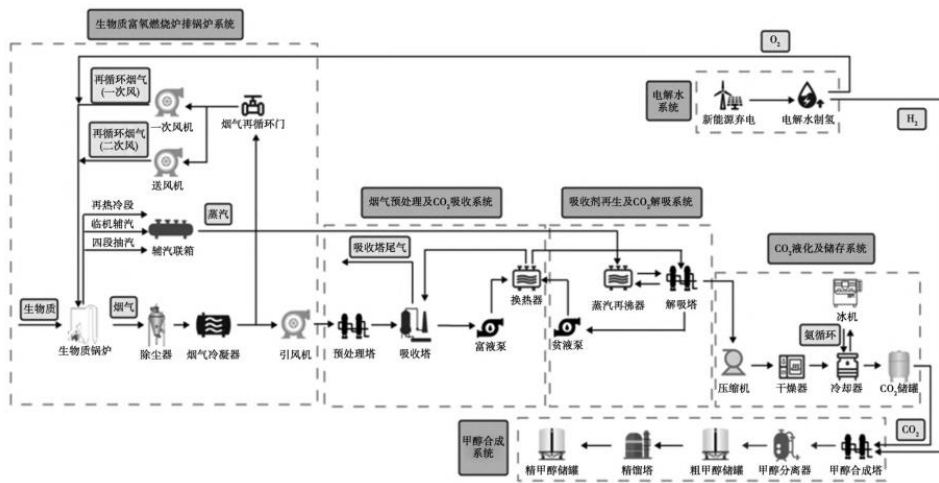
数据来源：《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

数据来源：《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

可再生能源电力制甲醇

可再生能源电力制备甲醇的关键原料是绿氢与绿碳。其中，绿氢生产主要依赖可再生能源电力水解，绿碳来源主要依赖碳捕集技术。根据 IRENA 划分，只有（生物质燃烧捕集）BEC 与大气直接捕集（DAC）所得二氧化碳所制取的甲醇才是绿电甲醇。对比 BEC 技术，DAC 技术直接从大气中捕集二氧化碳，不受生物质原料的限制，但生产成本较高，目前 DAC 技术的二氧化碳生产成本普遍高于 1000 元/吨。BEC 技术下绿碳的生产需要对现有的生物质炉排锅炉进行富氧燃烧和二氧化碳捕集改造，包含生物质富氧燃烧炉排锅炉系统、烟气预处理及二氧化碳吸收系统、吸收剂再生及二氧化碳解吸系统、二氧化碳液化及储存系统等。

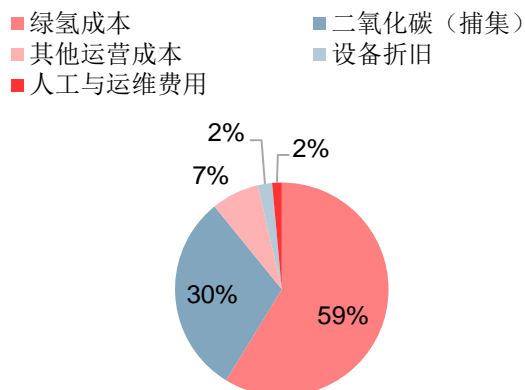
图 42: 生物质直燃、碳捕集、电解水合成甲醇技术路线示意图



数据来源: 《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

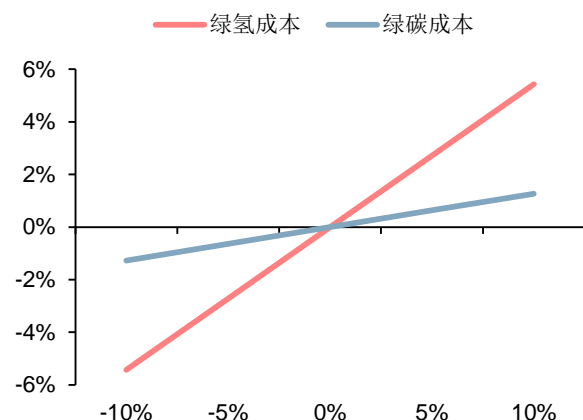
综合来看，电制甲醇的生产成本主要受绿氢及绿碳成本影响。其中绿氢成本如上文所述，在绿电价格 0.25 元/千瓦时的情况下，单位制氢成本约为 17.1 元/公斤；绿碳成本方面，假设烟气来源为生物质电厂，单吨碳捕集成本为 400 元/吨。1 吨绿色甲醇生产需要约 0.19 吨绿氢及 1.4 吨绿碳，叠加设备折旧以及人工运维费用后，单吨电制甲醇的生产成本约为 4405 元/吨。我们对绿电和绿碳价格的波动进行敏感性分析，在绿电价格为 0.25 元/千瓦时的基准水平下，价格下降/增长 10%（对应价格为 0.225 和 0.275 元/千瓦时），对应绿醇成本为 4166 和 4645 元/吨，较基准水平下降/增长 5.4%；在绿碳价格为 400 元/吨的基准水平下，价格下降/增长 10%（对应价格为 360 和 440 元/吨），对应绿醇成本为 4349 和 4461 元/吨，较基准水平下降/增长 1.3%。整体来看，由于电制甲醇对于绿氢的消耗量更大，因此绿电成本变化对绿色甲醇的影响较大。同时，绿碳来源对成本也具有较大的影响，如果采用 DAC 直接捕集工艺，单吨绿碳成本增长至 1200 元/吨，绿色甲醇成本将显著增长至 5525 元/吨，因此绿电制甲醇项目需在风光资源及生物质资源富裕区域建设。

图 43: 绿电制甲醇的成本构成



数据来源: 《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

图 44: 敏感性分析

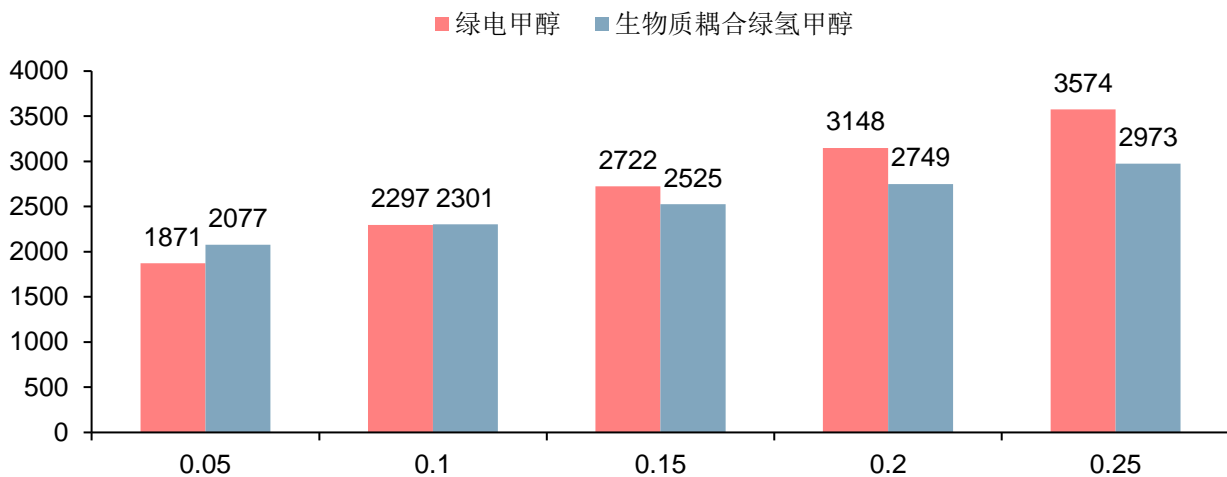


数据来源: 《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

绿色甲醇和煤制甲醇对比

综合来看，在现行的主流绿色甲醇生产路线中，生物质气化制甲醇成本最低，生物质耦合绿氢成本次低，绿电制甲醇成本最高，基准值分别为 2710、3337 和 4405 元/吨。传统的煤制甲醇，在原料煤价格 700 元/吨，燃料煤价格 550 元/吨时，考虑水、电、其他材料、折旧等其他成本后，单吨甲醇的生产成本约为 2243 元/吨。据此估计，生物质气化、生物质耦合绿氢和绿电工艺较煤制甲醇成本高出 20.8%、48.8% 和 96.4%，经济性显著低于煤制甲醇。但是，伴随绿氢及绿碳成本的压降，生物质耦合绿氢和绿电工艺的生产成本有望改善。对于绿电制甲醇工艺来说，如果绿电成本下降至 0.1 元/千瓦时，绿氢能效提升至 4 千瓦时/立方米，单吨绿碳成本下降至 300 元/吨，则绿色甲醇的成本可压降至 2297 元/吨，接近传统煤制甲醇的生产成本；对于生物质耦合绿氢工艺来说，如果绿电成本下降至 0.1 元/千瓦时，绿氢能效提升至 4 千瓦时/立方米，则绿色甲醇的成本可压降至 2301 元/吨，接近传统煤制甲醇的生产成本。同时，由于生物质材料具备稀缺性，后续降价空间有限，因此随着绿电价格的下行，绿电制甲醇的生产成本将逐渐低于生物质气化和生物质耦合绿氢工艺。在此情况下，对于化工行业，绿色甲醇制烯烃的经济性将接近煤制甲醇。

图 45:不同绿电价格下绿电甲醇和生物质耦合绿氢甲醇的成本对比（元/吨）



数据来源：《生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析》，中信建投证券

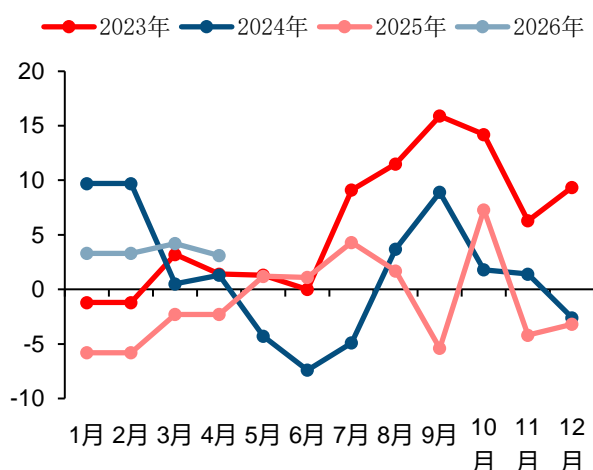
考虑碳排放成本后，绿色甲醇的经济性也将显著提升。参考《不同碳减排下生物质气化制绿色甲醇的经济性分析》，我们将传统甲醇、生物质气化甲醇、生物质耦合绿氢甲醇以及绿电甲醇的单位碳排放分别假设为 2.75、1.97、0.49 和 0 吨。在现行国内 70 元/吨的碳排放成本下，传统甲醇、生物质气化甲醇、生物质耦合绿氢甲醇以及绿电甲醇的完全生产成本（含碳排放成本）为 2435.6、2847.9、3371.1 和 4405.0 元/吨，绿色甲醇的经济性不明显；在欧盟 600 元/吨的碳排放成本下，传统甲醇、生物质气化甲醇、生物质耦合绿氢甲醇以及绿电甲醇的完全生产成本将变为 3893.6、3892.0、3629.2 和 4405.0 元/吨，生物质气化和生物质耦合绿氢甲醇具备经济性。综合来看，在现有的生产下，绿色甲醇的经济性依赖碳排放管控，对于全球航运企业或欧盟内甲醇消费来说，仅考虑燃料所带来的碳排放成本（不考虑可再生燃料奖励等条款），绿色甲醇已具备经济性，下游市场需求有望打开。此外，伴随欧盟碳减排政策的趋严，绿色甲醇经济性仍有提升空间。

电力：火电发电量同比增长，新能源消纳边际承压

火电：可再生能源出力偏弱，1-4月发电量同比增长

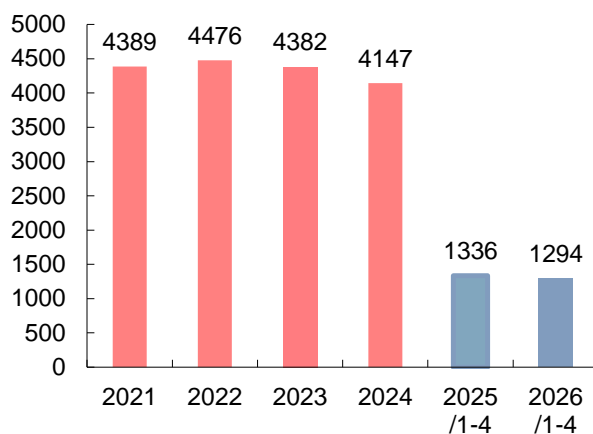
2026年1-4月，全社会用电量累计33345亿千瓦时，同比增长5.4%；单4月来看，全社会用电量8205亿千瓦时，同比增长6.0%。受可再生能源出力偏弱和用电量增速较高的影响，火电发电量同比提升。2026年1-4月我国火电累计发电量为20546.30亿千瓦时，同比增长3.6%；单4月来看，火电发电量为4650.9亿千瓦时，同比增长3.1%，较去年同期增速增加5.4个百分点。利用小时方面，今年1-4月我国火电利用小时为1294小时，较去年同期减少43小时。

图 46：火电单月月度发电增速（单位：%）



资料来源：国家统计局，中信建投

图 47：火电设备利用小时数（单位：小时）

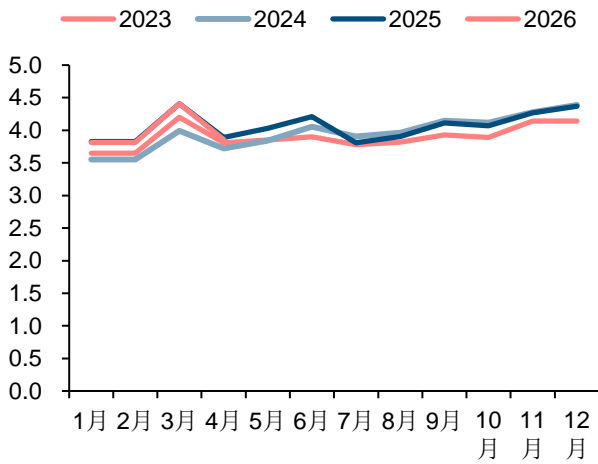


资料来源：中国电力企业联合会，中信建投

原煤生产维持相对稳定，进口煤规模呈下行趋势

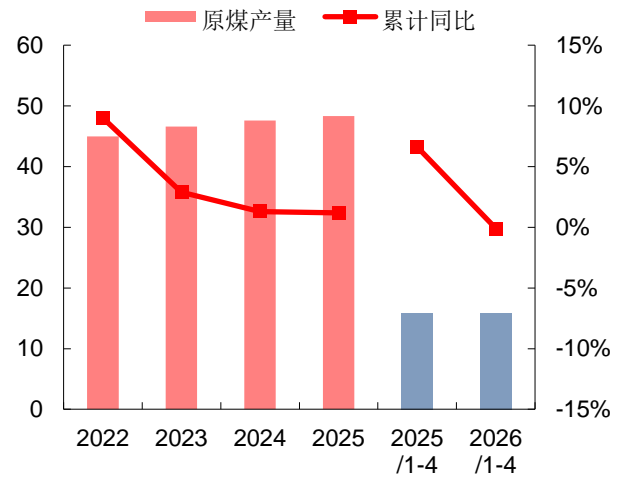
1-4月原煤生产同比略减，预计全年产量增长有限。2026年1-4月我国煤炭累计产量为15.84亿吨，同比下降0.1%，增速较去年同期下降6.7个百分点。单4月来看，煤炭产量为3.86亿吨，同比下降0.9%。主要原煤生产省份方面，目前我国原煤生产高度集中于山西、内蒙古、陕西和新疆四省区，2026年1-4月四省累计原煤产量分别为4.3、4.3、2.6和1.7亿吨，同比变化-0.5%、+1.3%、+3.7%和-4.4%。综合来看，受双碳及反内卷政策的影响，原煤产能有望维持相对稳定。在煤炭供需格局相对稳定的情况下，我们预期2026年原煤产量或同比持平或微增；在产量结构方面，原煤生产的集中度有望进一步提升，主力四省的原煤产量有望提高。

图 48：原煤月度产量（单位：亿吨）



资料来源：国家统计局，中信建投

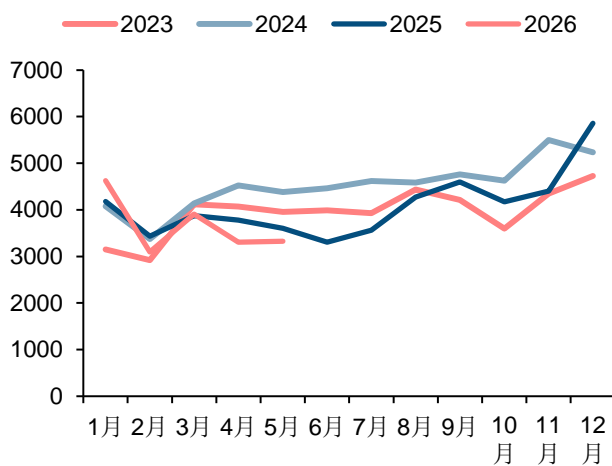
图 49：原煤累计产量及增速（左：亿吨）



资料来源：国家统计局，中信建投

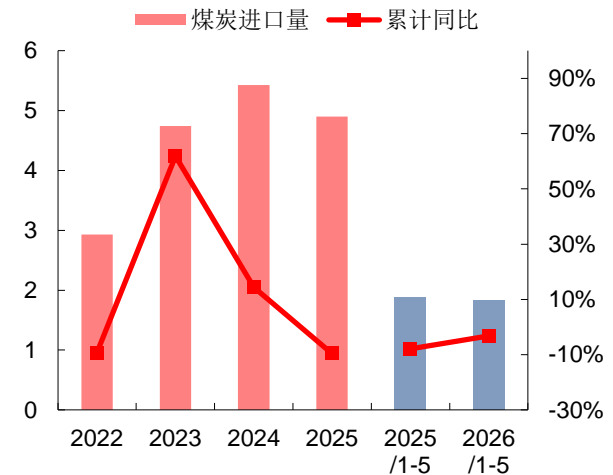
进口煤方面，年初以来，受印尼煤炭出口政策收紧、国际能源市场价格波动等因素的综合影响，进口煤价格显著上涨。2026年1-5月，我国共进口煤炭18262.28万吨，同比下降3.2%；5月份煤炭进口规模为3326.5万吨，同比增长7.7%。煤炭进口方面，目前我国主要的贸易对象为印度尼西亚、俄罗斯、蒙古和澳大利亚等国，2026年以来，我国印尼及俄罗斯进口煤数量有所下降，澳大利亚及蒙古进口煤规模同比增长。2026年1-3月，我国进口印尼、澳大利亚、俄罗斯和蒙古煤炭分别为4989、1468、608和917万吨，同比变化-3.9%、+1.0%、-19.2%和+39.2%。

图 50：我国煤炭月度进口量（左：万吨）



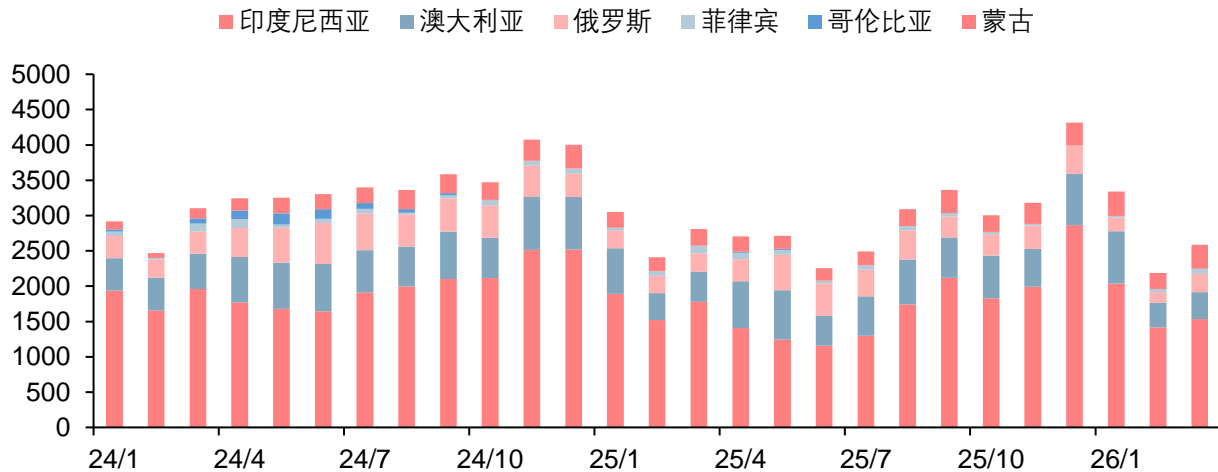
资料来源：海关总署，中信建投

图 51：我国煤炭累计进口量及同比（左：万吨）



资料来源：海关总署，中信建投

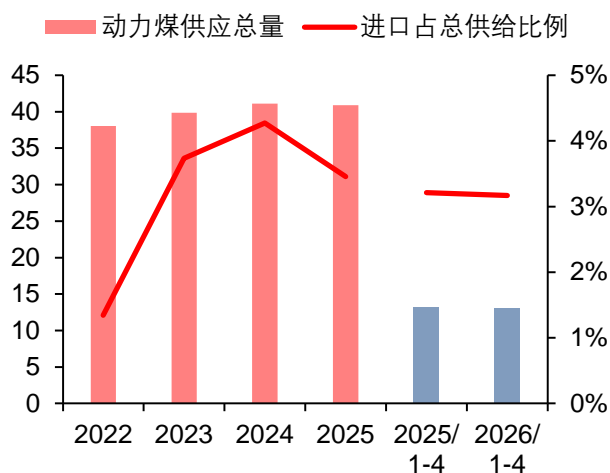
图 52：不同贸易伙伴的煤炭进口情况（单位：万吨）



资料来源：海关总署，中信建投

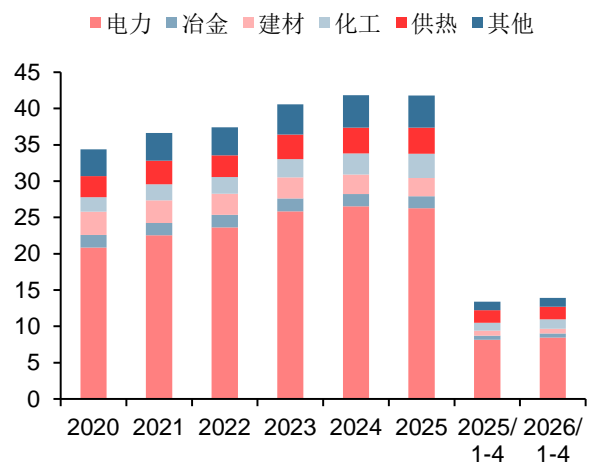
动力煤整体供应方面，2026 年 1-4 月，我国动力煤总供应量约 13.12 亿吨，同比下降约 0.08%；其中进口量约 0.42 亿吨，同比下降 1.44%。动力煤消费方面，电力行业动力煤消费量同比略增，化工用煤显著增长。2026 年 1-2 月，国内动力煤总消费量为 7.15 亿吨，同比增长 3.88%。从动力煤消费结构来看，电力仍是动力煤消费的主体行业。2026 年 1-4 月，电力行业动力煤消费量为 8.47 亿吨，同比增长 4.03%；在总消费量中占比达 60.79%。冶金、建材、化工、供热行业的动力煤消耗量分别为 0.57、0.64、1.27 和 1.74 亿吨，同比变化 -0.87%、-10.04%、+17.62%和+1.81%；在总消费量中占比 4.11%、4.62%、9.12%和 12.47%。中长期来看，伴随可再生能源装机规模的持续增长，火电企业经营策略或从保电量转向保收益，利用小时数预计呈现下降趋势，动力煤消费需求增长空间有限。

图 53：动力煤总供应量情况(左: 亿吨)



资料来源：Wind，中信建投

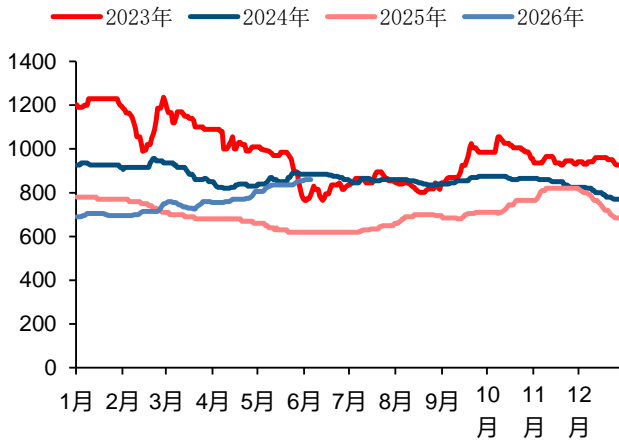
图 54：动力煤需求量情况(单位：亿吨)



资料来源：Wind，中信建投

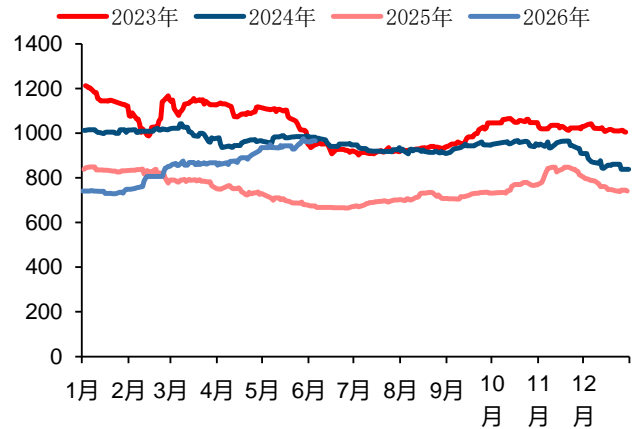
动力煤价格方面，2026年以来，受国际能源市场波动、动力煤行业反内卷政策等因素的影响，动力煤价格同比回升。截至2026年6月7日，秦皇岛5500大卡动力煤现货价格为860元/吨，环比增长0.58%，同比增长38.71%。进口煤炭方面，广州港5500大卡印尼煤6月6日价格为966元/吨，环比增长0.28%，同比增长43.18%。综合考虑目前国内的能源保供政策、国际能源市场的供需情况以及下游电厂的日耗及库存水平，我们认为2026年动力煤价格或同比上涨，但整体上涨空间有限。

图 55：秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价（单位：元/吨）



资料来源：Wind，中信建投

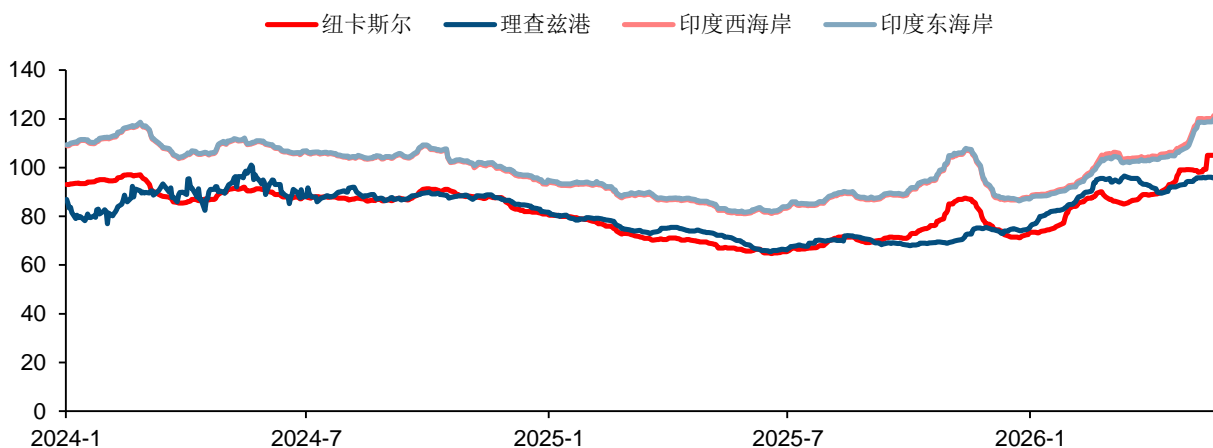
图 56：印尼进口 5500 大卡动力煤市场价（单位：元/吨）



资料来源：Wind，中信建投

国际煤炭市场方面，受美伊冲突的影响，全球能源市场波动，动力煤价格同比回升。截至2026年6月4日，纽卡斯尔、理查兹、印度东海岸和印度西海岸Q5500大卡动力煤价格分别为105、96、122和120美元/吨，同比增长56.42%、34.98%、49.05%和46.11%。

图 57：国际 Q5500 动力煤价格变化(单位：美元/吨)

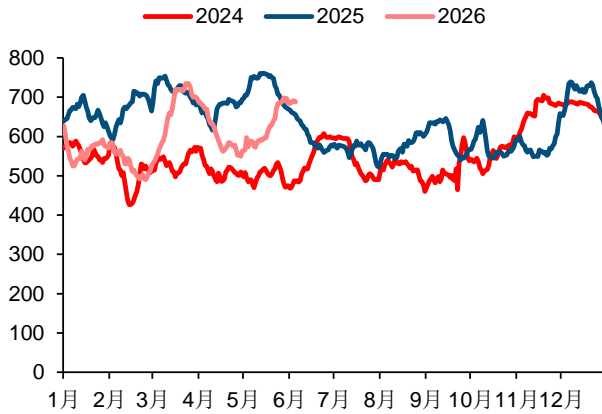


资料来源：Wind，中信建投

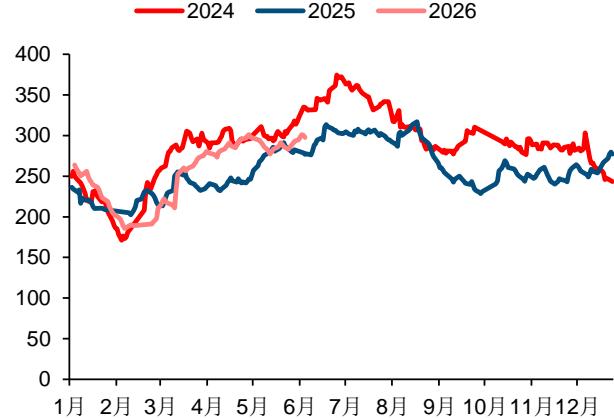
煤炭库存方面，截至6月10日，秦港库存655万吨，环比减少31万吨，降幅4.52%，同比增加25万吨，增幅3.97%。而广州港6月10日库存为295.6万吨，环比减少5.8万吨，降幅1.92%，同比增加19.4万吨，增幅7.02%。

图 58：秦皇岛港煤炭库存变动情况（单位：万吨）

图 59：广州港煤炭库存变动情况（单位：万吨）



来源：CCTD，中信建投

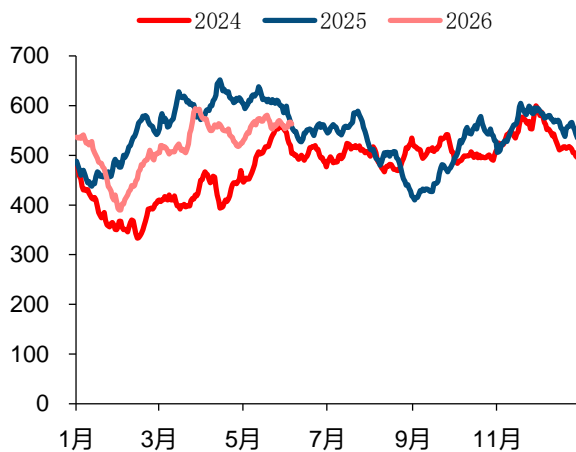


资料来源：CCTD，中信建投

曹妃甸港6月6日库存563万吨，环比增加2万吨，幅度为0.36%，同比增加6万吨，幅度为1.08%；京唐港（国投港区）6月6日库存171万吨，环比增加8万吨，幅度为4.91%，同比减少50万吨，幅度为22.62%。

图 60：曹妃甸港煤炭库存变动情况（单位：万吨）

图 61：京唐港煤炭库存变动情况（单位：万吨）



资料来源：CCTD，中信建投

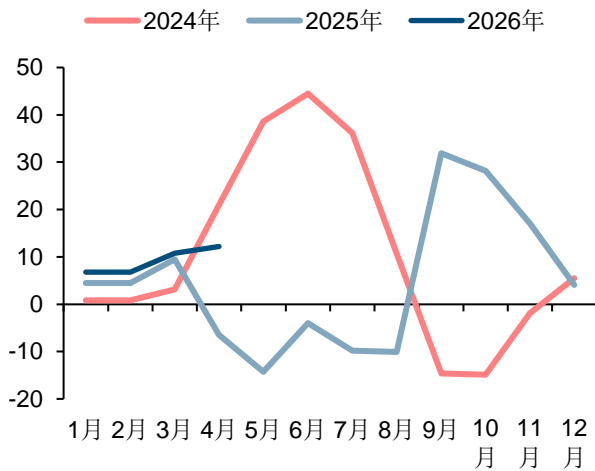


资料来源：CCTD，中信建投

水电：26年厄尔尼诺快速发展，气温偏高且降水增强

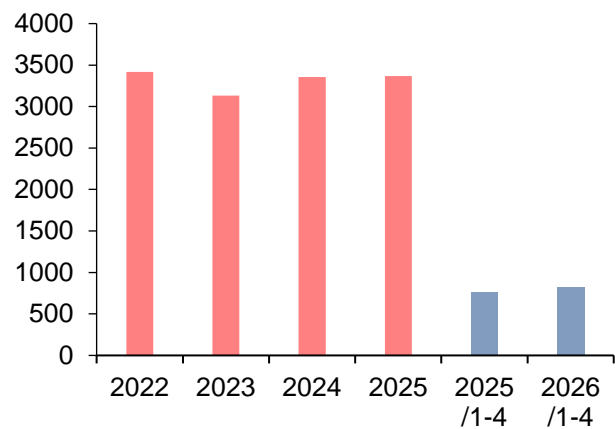
2026年1-4月我国水电累计实现发电量3303.40亿千瓦时，同比增长9.9%。其中4月份单月水电实现发电量881.2亿千瓦时，同比增长12.2%。整体来看，一季度来水情况整体较好，推动水电发电量同比增长。根据国家气候中心预测，受厄尔尼诺快速发展的影响，预计今年夏季，长江以南地区降水增强，东北、华北降水偏多；全国大部地区气温偏高。从利用小时来看，2026年1-4月我国水电累计平均利用小时数为825小时，同比增加55.3小时。

图 62：水电月度发电量同比（单位：亿千瓦时，%）



资料来源：国家统计局，中信建投

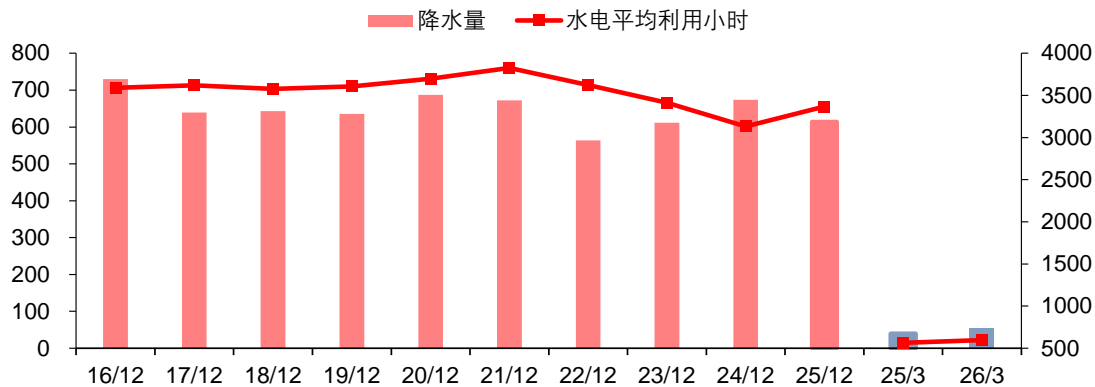
图 63：水电设备利用小时数（单位：小时）



资料来源：中国电力企业联合会，中信建投

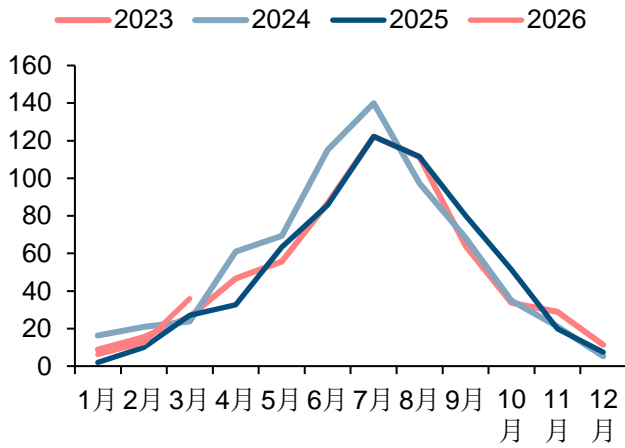
从历史经验看，水电的装机利用小时与气候变化，特别是与降水量具有很强的正相关性。2026年1-3月，我国降水较常年平均偏少，但较2025年偏多，一季度降水量累计达到54.7毫米，较去年同期增长39.5%。分省份利用小时方面，截至2026年3月，贵州、广西水电利用小时同比分别增加243和265小时；四川、广东、福建利用小时同比下降38、12和91小时。

图 64：降水量与水电设备平均利用小时数（左：毫米，右：小时）



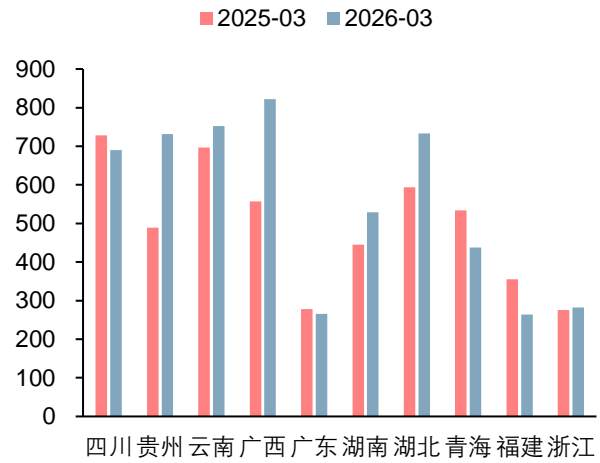
资料来源：国家气象局，中电联，中信建投

图 65：全国单月降雨量变化（单位：毫米）



资料来源：国家气象局，中信建投

图 66：主要省份水电利用小时情况（单位：小时）



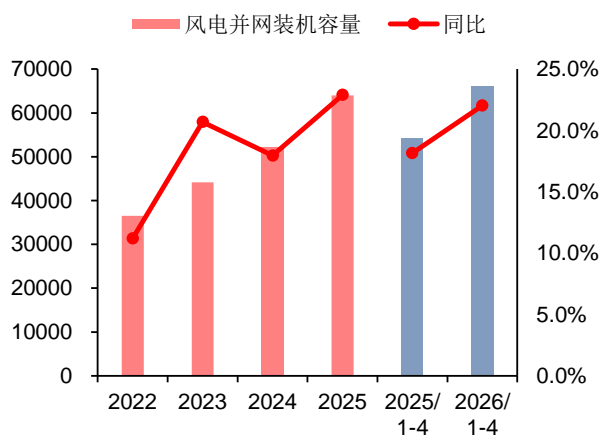
资料来源：Wind，中信建投

风电、光伏：装机规模维持增长，新能源消纳边际承压

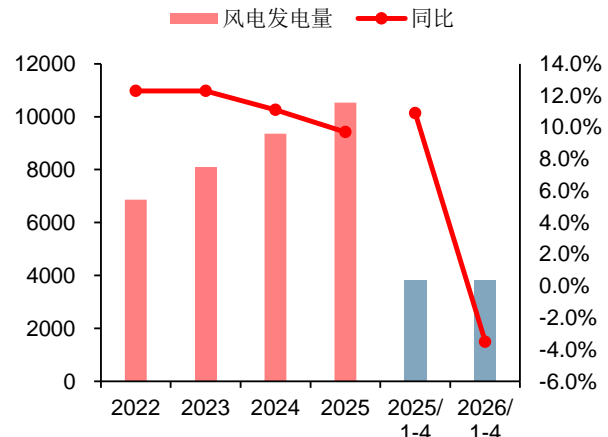
风电装机持续增长，累计装机达 6.6 亿千瓦

风电方面，截至 2026 年 4 月，我国累计并网风电装机约 66062 万千瓦，同比增长 22.0%；当年新增风电装机 2061 万千瓦，较去年新增装机规模同比增长 0.5%。发电量方面，风电累计发电量为 3834 亿千瓦时，同比下降约 3.5%，我们认为主要系一季度来风偏差的影响。伴随新型电力系统转型的持续推进，我们预期风电装机将维持有序增长，重点关注东部海上风电及西部新能源大基地项目发展。

图 67：风电累计并网装机容量及同比（单位：亿千瓦，%） 图 68：风电发电量及同比（单位：亿千瓦时，%）



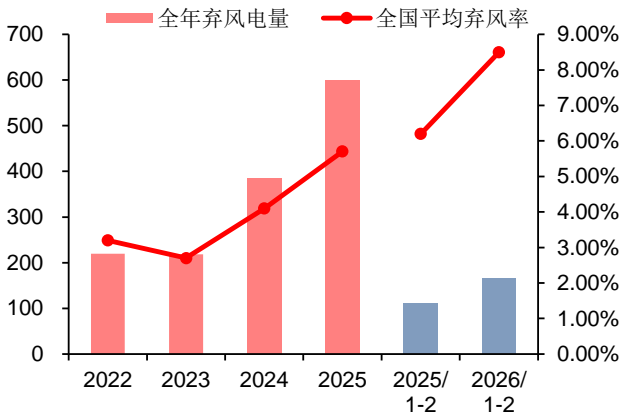
资料来源：Wind，中信建投



资料来源：Wind，中信建投

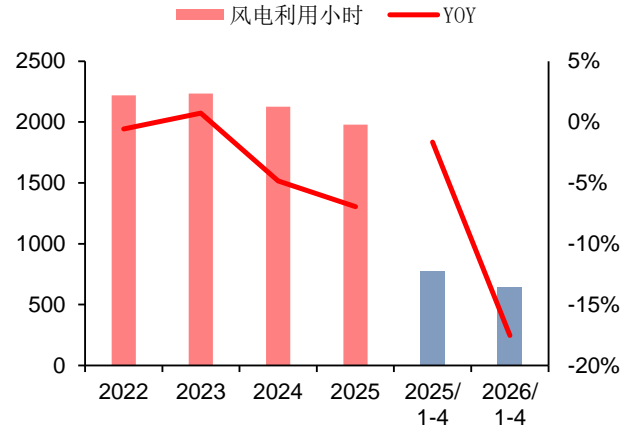
近年来，受电网建设速度和电源建设不匹配、电力系统调节能力不足等因素的影响，风电消纳利用率有所下降，弃风率同比上升。据全国新能源消纳监测预警中心数据显示，截至 2026 年 2 月，我国风电累计利用率达到 91.5%，弃风率 8.50% 左右，较去年同期增加 2.3 个百分点；利用小时数方面，截至 2026 年 4 月，风电累计利用小时数为 640 小时，较去年同期下降 136 小时，降幅达 17.5%，主要系新能源装机规模增速较高以及 2026 年来风情况同比较差的影响。

图 69：我国弃风电量及弃风率（单位：亿千瓦时，%）



资料来源：Wind，北极星电力网，中信建投

图 70：我国风电利用小时（单位：小时）

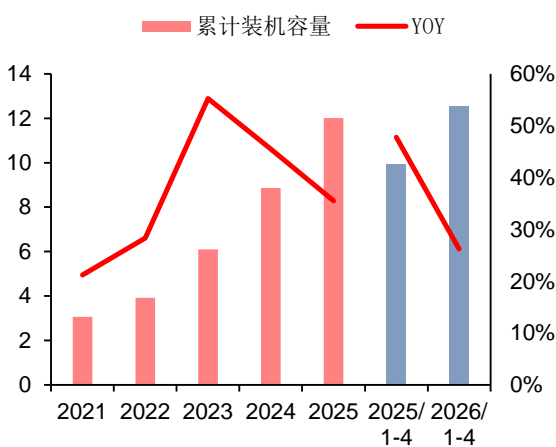


资料来源：Wind，中信建投

弃光率升至 9.2%，光伏装机增速或将放缓

自 2015 年以来，我国光伏累计装机容量保持稳健增长，截至 2026 年 3 月光伏发电累计并网装机容量达 12.52 亿千瓦，同比增长 26.23%。光伏累计发电量为 2045 亿千瓦时，同比增长 9.80%。同时，受电力系统调节能力不足，电源装机增长较快的综合影响，2026 年 2 月光伏发电累计弃光率约 9.2%，较去年同期上涨 3.1 个百分点。整体来看，受新能源装机快速增长且供需错配的影响，风光消纳情况短期承压。中长期来看，伴随电力市场改革的推进以及电力系统消纳能力的提升，新能源消纳利用率有望改善。

图 71：我国光伏累计装机容量及同比（单位：亿千瓦）



资料来源：国家能源局，中信建投

图 72：我国光伏发电量及同比（单位：亿千瓦时，%）

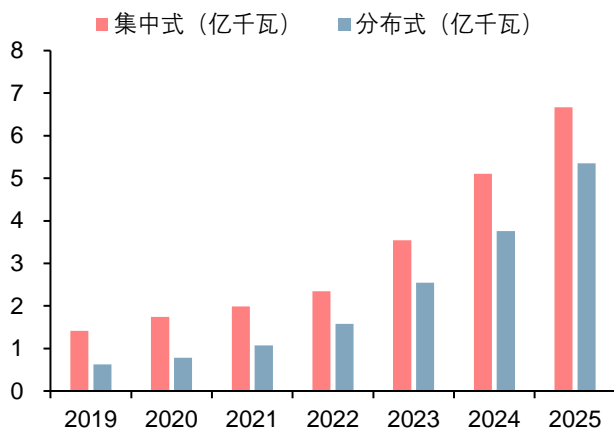


资料来源：国家能源局，中信建投

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

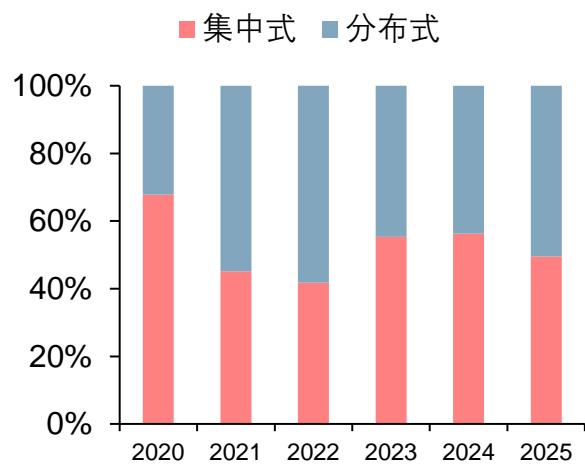
从光伏装机总量上看，集中式光伏领先分布式光伏，但分布式光伏规模增长迅速。截至 2025 年 12 月末，我国集中式光伏总装机 6.67 亿千瓦，占总装机的 55.50%；分布式光伏总装机为 5.35 亿千瓦，占总装机容量 44.50%。从新增装机结构来看，2025 年集中式光伏新增装机 1.56 亿千瓦，占新增光伏装机的 49.5%；分布式光伏新增装机 1.59 亿千瓦，占新增光伏装机的 50.5%。伴随 2025 年 136 号文的发布，新能源即将迎来全面入市，受市场化竞争和机制电量政策的影响，我们认为新能源投建将更多关注项目质量及市场营销，装机增速或将有所放缓。

图 73：光伏累计装机构成（单位：亿千瓦）



资料来源：国家能源局，中信建投

图 74：光伏新增装机构成占比（单位：%）



资料来源：国家能源局，中信建投

根据当前电力装机增长与全社会用电需求情况，我们预期 2026~2028 年用电量同比增长约为 5.5%；2026~2028 年，全社会电力总装机容量分别为 42.19、45.10 和 47.63 亿千瓦，主要新增装机类型为新能源装机。整体来看，伴随新能源电源发电量快速增长，全社会电力供需情况整体趋向宽松运行，火电利用小时数或呈下行趋势。电价方面，近期动力煤价格的反弹趋势或为 2026 年火电上网电价提供一定支撑，不同区域的电价变化或维持分化趋势。

表 11:电力供需平衡预测

	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
装机容量（万千瓦）						
火电	139032	144445	153904	163904	169904	172354
水电	42154	43595	44802	45302	45802	46302
风电	44134	52068	64001	74001	84001	94001
光伏	60949	88666	120173	132173	144173	156173
核电	5691	6083	6248	6498	7148	7448
总装机	291960	334856	389129	421879	451029	476279
测算利用小时（小时）						
火电	4482	4392	4090	3990	3990	3990
水电	2706	2923	2934	2934	2934	2934
风电	1833	1798	1645	1729	1795	1812

请务必阅读正文之后的免责条款和声明。

行业深度报告

光伏	957	941	974	1002	1006	1010
核电	7613	7314	7702	7356	7159	7349
用电量（亿千瓦时）	92241	98521	103682	109385	115401	121748
用电量增速	6.70%	6.80%	5.24%	5.50%	5.50%	5.50%
发电量（亿千瓦时）	91983	98331	103132	109508	115933	120623
火电	62318	63438	62946	65396	67790	68768
水电	11409	12743	13144	13290	13437	13584
风电	8091	9361	10531	12794	15080	17030
光伏	5833	8341	11700	13248	14508	15768
核电	4333	4449	4812	4780	5117	5473

资料来源: wind, 中信建投



非电消纳有望改善绿电盈利能力，算电协同助力绿电价值重估

火电方面，受 2025 年动力煤价格整体下行和电力供需偏宽松的影响，2026 年火电年度长协电价整体呈下行趋势。2026 年以来，全国电价整体呈下行趋势，部分省份供需结构变化导致市场交易电价存在波动。2026 年 5 月广东省中长期综合电价为 483.43 元/兆瓦时，较广东燃煤发电基准价上浮 6.72%，较 2026 年长协电价上涨约 18.3%。我们认为广东省 5 月电价交易偏高主要系气候偏高拉用电量需求、一次能源价格增长（广东省气电成本增加）叠加外受水电出力偏弱的综合影响，后续电价走势仍需关注区域用电量及气候变化情况。动力煤价格方面，2026 年以来全国原煤生产维持相对稳定，进口煤规模同比略有增长，受全球能源市场波动、主要原煤出口国政策以及火电发电量增长的综合影响，2026 年以来动力煤价格整体上升。综合来看，目前国内原煤生产维持相对稳定，在可再生能源出力政策的情况下，动力煤价格大幅上涨可能较小，火电燃料成本涨幅可控。同时，火电现行交易电价普遍同比下降，如果动力煤价格进一步提高，火电可通过提高电价的方式部分对冲成本波动影响。

水电方面，一季度来水偏丰，水电发电量同比增长，后续水电出力情况需要关注汛期来水变化情况。根据国家气候中心的近期预测，赤道中东太平洋将于 2026 年 5 月进入厄尔尼诺状态，夏秋季形成一次中等及以上强度的厄尔尼诺事件，并在秋冬季达到峰值，发生强厄尔尼诺事件的概率正在增大。在降水方面，气候中心预测预计今年主汛期（6-8 月），松辽流域、海河流域、黄河流域下游、珠江流域有较重汛情。长江中游、江汉、西南地区东北部、西北地区东南部和新疆等地降水异常偏少、气温明显偏高，高温少雨天气易导致气象干旱发生发展和维持。华北、华东北部、华中北部等地初夏高温热浪明显，华东南部、华中南部、西南地区东部盛夏高温伏旱严重。

新能源方面，受风光装机容量增长较多的影响，2026 年以来，新能源消纳整体承压，消纳利用率边际下行。电价方面，伴随 136 号文的实施，新能源上网电量全面入市，市场供需偏向宽松运行，新能源平均上网电价存在下行压力。在新能源消纳压力增长且装机规模有望持续增长的大背景下，我们预期“新能源非电消纳”及“算电协同”市场潜力有望逐渐兑现。在非电消纳方面，我们在前文详细介绍了非电消纳的下游需求与制备成本。整体来看，伴随全球碳减排进程的持续推进，可再生氢基燃料需求将维持增长趋势，绿电氢醇项目盈利确定性有望增强，风光项目的盈利能力有望边际改善。

算电协同方面，算电协同是算力与电力的融合发展，新能源企业与下游算力中心通过绿电直连实现电能量与经济价值的交换。2024 年 7 月，《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》发布，明确要求国家枢纽节点新建数据中心绿电占比大于 80%；2026 年 3 月，政府工作报告正式发布，首次提及算电协同，并将算电协同建设定位为新基建，从顶层设计的角度确定了算电协同的战略意义。根据国家统计局统计数据，2026 年 3 月，我国日均词元（token）调用量突破 140 万亿，较 2024 年初用量增长 1400 倍，实现爆发性增长。伴随 token 用量的显著增长，电力与算力的价值转换路径愈发清晰。通过数据中心的加工，电能量可转换为 token，实现跨越时间和空间的价值转换。同时，算电协同和绿电直连的政策出台为新能源运营商与数据中心耦合发展提供可行性，绿电价值有望获得重估机会。

综合来看，电力方面，我们持续看好区域火电盈利能力有望延续的**甘肃能源、京能电力、上海电力**；稳健性标的推荐装机增长确定性较强，有望受益于机制电价的**中国核电**、全球水电龙头**长江电力**以及受益于省内电价上涨的**川投能源**；新能源方面，我们推荐定位国家电投氢能整合平台的**电投绿能**以及绿电行业龙头企业，新能源盈利能力有望改善的**龙源电力**。

燃气：地缘冲突影响全球市场，城燃用气成本整体可控

美伊冲突影响全球市场，欧美气价走势分化

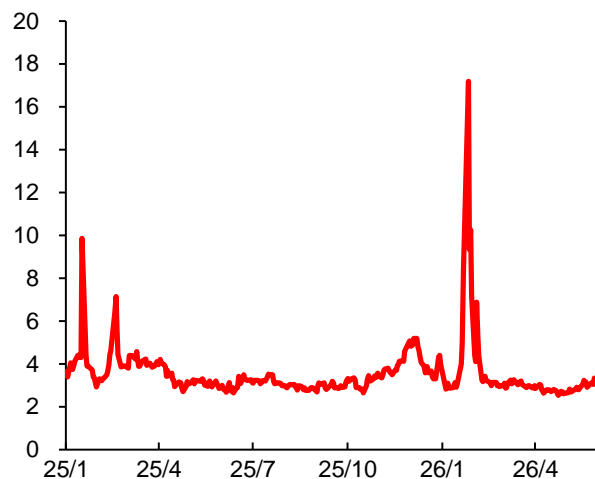
年初以来，受美伊冲突等因素的影响，欧美天然气价格走势分化。截至 2026 年 6 月 4 日，IPE 英国天然气期货价格为 118.54 便士/色姆，较年初上涨约 57.8%。截至 2026 年 6 月 1 日，美国 HenryHub 天然气交易价格为 3.07 美元/百万英热，同比增长 2.3%。天然气库存方面，截至 2026 年 6 月 8 日，欧洲天然气库存比例为 42.79%，同比下降约 9 个百分点。综合来看，具体来看，欧洲天然气市场高度依赖 LNG 进口，2026 年以来天然气库存规模偏低，在地缘冲突等因素的影响下，短期价格大幅走高；美国方面，天然气产量持续增长叠加库存规模较高，导致价格表现较为低迷。

图 75：IPE 英国天然气期货价格（便士/色姆）



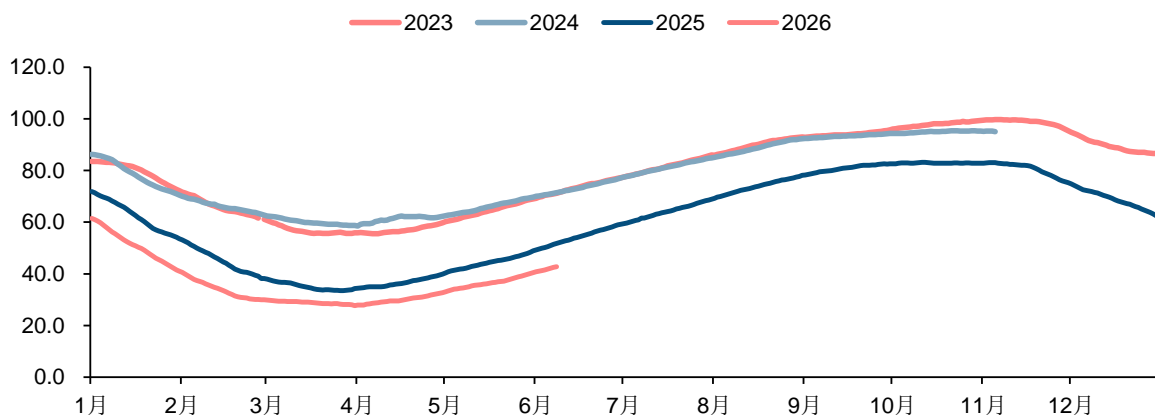
资料来源：Wind，中信建投

图 76：美国 HenryHub 天然气现货价格（美元/百万英热）



资料来源：Wind，中信建投

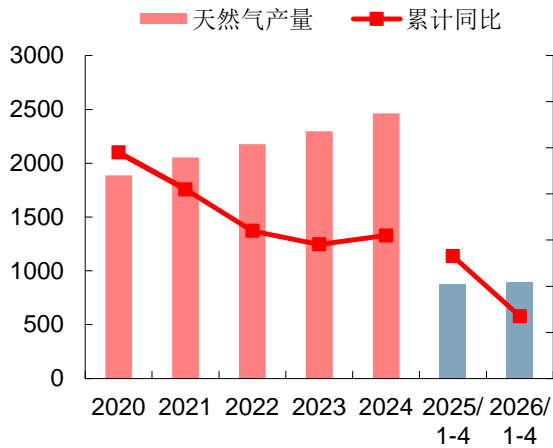
图 77：欧盟天然气库存情况百分比（单位：%）



资料来源：AGSI，中信建投

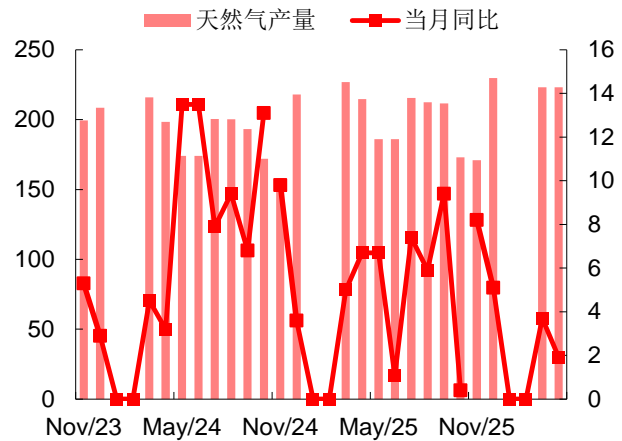
天然气生产方面，4 月份，规上工业天然气产量 219 亿立方米，同比增长 1.9%，增速比 3 月份放缓 1.1 个百分点；日均产量 7.3 亿立方米。1-4 月份，规上工业天然气产量 900 亿立方米，同比增长 2.7%。

图 78：天然气月度产量及增速（单位：亿立方米，%）



资料来源：Wind，中信建投

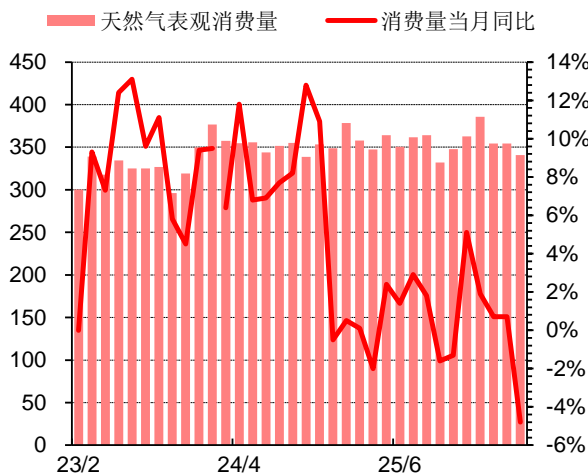
图 79：天然气累计产量及增速（单位：亿立方米，%）



资料来源：Wind，中信建投

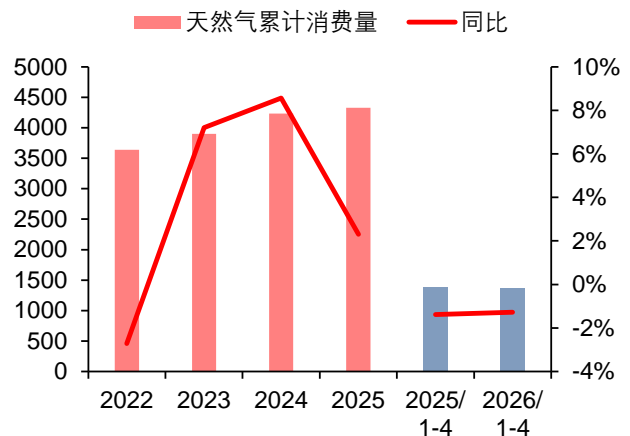
受年初以来全球天然气价格波动等因素的影响，2026 年 1-4 月我国天然气表观消费量同比下降。2026 年 1-4 月，天然气表观消费量为 1374 亿立方米，同比下降 1.27%；其中 4 月表观消费量为 337 亿立方米，同比下降 3%。伴随天然气产量的有序增长，天然气在能源消费中的占比有望提升。

图 80：我国天然气月度消费及增速（亿立方米，%）



资料来源：Wind，中信建投

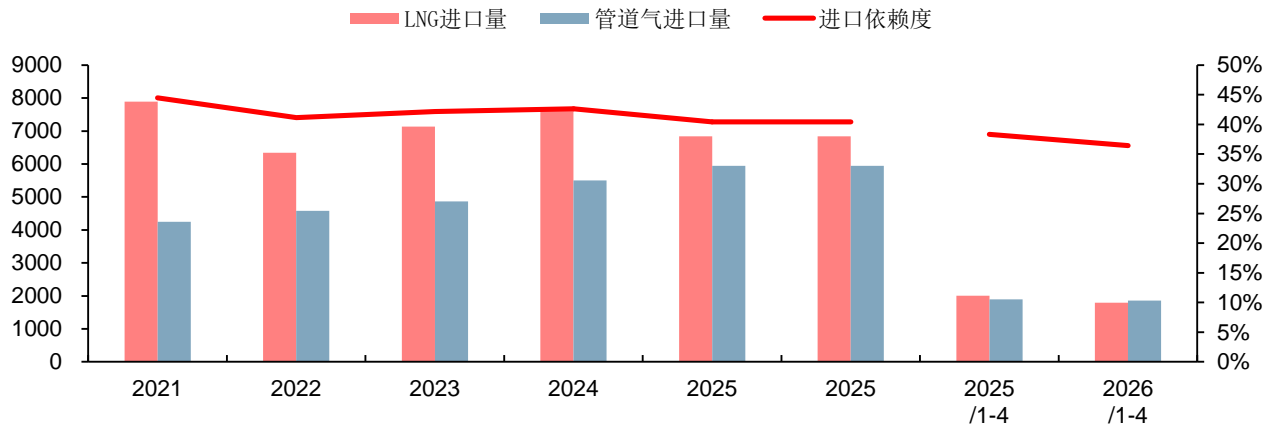
图 81：我国天然气累计消费量及增速（亿立方米，%）



资料来源：Wind，中信建投

进口天然气方面，受 LNG 进口成本偏高、国内天然气产量增长等因素的影响，天然气进口量有所下降，其中 LNG 进口规模降幅较大。2026 年 1-4 月，中国进口天然气 507.8 亿立方米（折合约 3679.95 万吨），同比下降 6.2%，进口依赖度为 36.42%；同比下降 1.92 个百分点。具体来看，LNG 进口 1794 万吨，同比下降 10.6%；管道气进口 1859 万吨，同比下降 1.8%。

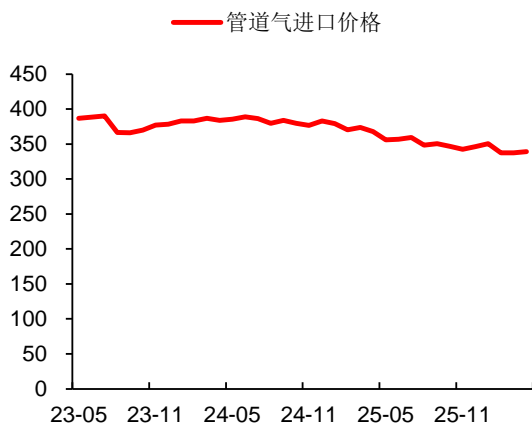
图 82：中国天然气进口量与依赖度（万吨，%）



资料来源：Wind，中信建投

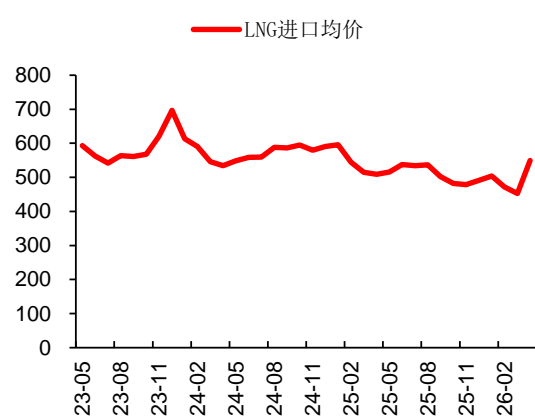
近期，中石油和中石化发布 2026-2027 年度管道天然气购销合同政策。中石油方面，2026 年的各气量类型资源配置比例、气价上浮比例与 2025 年保持一致，管制气（较门站价格上浮 18.5%）比例为 60%/55%；非管制气固定量（较门站价格上浮 70%/80%）比例为 33%/38%；浮动量（定价参考中国进口现货 LNG 到岸价格）比例为 7%。中石化方面，基础量占比由 35% 上涨至 50%，价格较门站价上浮比例由 30% 上涨至 46%，定价量及顺价量（与国际油气价格联动）部分占比由 35% 降至 20%。2026 年 3 月，我国管道气进口价格均价为 339.03 美元/吨，同比下降 7.84%；液化天然气进口价格为 549.11 美元/吨，同比增长 8%。综合来看，尽管全球油气市场价格波动较大，但管道气价格呈下行趋势，且天然气采购合同与国际油气市场联动比例相对较低，城燃公司气源成本波动相对可控。

图 83：中国管道气进口价格（美元/吨）



资料来源：海关总署，中信建投

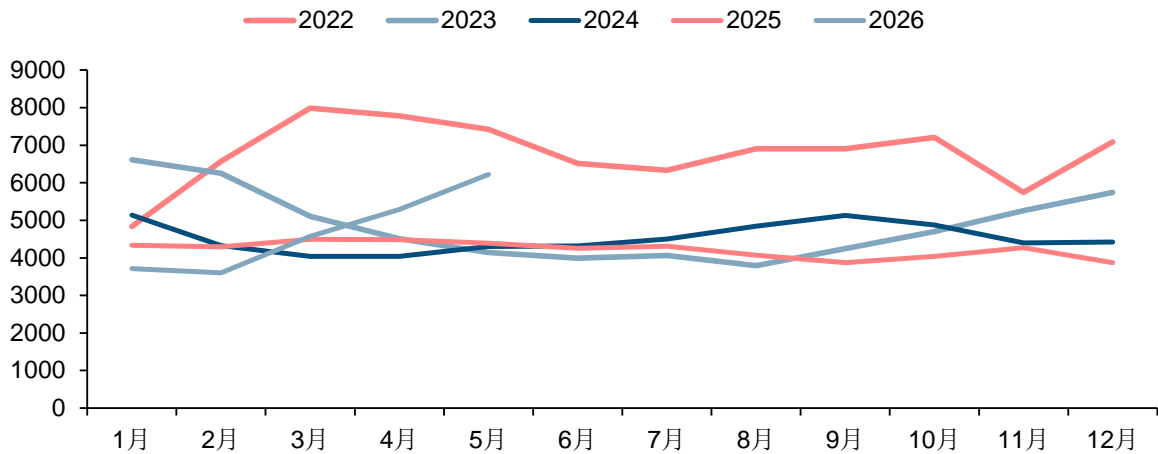
图 84：中国 LNG 到岸价格（美元/吨）



资料来源：海关总署，中信建投

与管道天然气相比，LNG 的供气价格市场化程度较高。目前国内的 LNG 供给有两个主要途径，一是售卖通过 LNG 接收站进口的 LNG；二是国内的液化厂将管道天然气加工为 LNG。国内 LNG 的价格主要受供需关系的影响，截至 2026 年 5 月末，我国 LNG 市场价为 6218 元/吨，同比增长 41.7%，我们认为主要受全球能源市场价格波动的影响。

图 85：国内 LNG 市场价（元/吨）



资料来源：Wind，中信建投

燃气板块推荐优质城燃标的

天然气作为最清洁低碳的化石能源，是我国新型能源体系建设中不可或缺的重要组成部分。从中长期视角来看，“双碳”政策持续推进，城镇化建设、北方清洁取暖推进和长江流域采暖需求释放等城镇燃气缺口仍在。因此，当前及未来较长时间内，天然气的消费需求仍将保持稳步增长。在天然气供应方面，我国积极推动增储上产，在深层页岩气、超深层天然气和海域天然气等方面发力，促进国内天然气保障水平能力的提升；国际方面，通过统筹国产与进口、进口管道气与 LNG，我国正积极构建开放条件下的天然气供应安全体系。因此，长期来看，天然气的供应量及消费量都有较大的增长空间。

年初以来，受全球地缘冲突频发的影响，国际油气市场波动较大。综合考虑进口气价变化以及三桶油合同定价情况，我们认为城燃公司用气成本波动整体可控。燃气方面，我们重点推荐双轮驱动业绩成长，高股息凸显投资价值的**中国燃气**、天然气全场景布局，具有多元化气源优势和 LNG 接收站布局的**新奥股份**。此外，在环保方面，伴随近期政府化债政策的推进，部分环保企业应收账款和现金流周转情况有望改善，盈利质量有望提升。环保方面，我们推荐中山市水务龙头**中山公用**，积极拓展印尼市场，累计焚烧业绩有望增长的**伟明环保**，焚烧产能不断增长，业务布局持续完善的**瀚蓝环境**以及在手项目陆续投运，供热业务持续拓展的**中科环保**。

风险分析

用电量增长不及预期的风险：各省用电量增长受当地经济发展，气候条件等多种因素制约，如果用电量增长速度不及预期，电力市场出现供过于求的情况，则上网电价的下跌幅度可能高于预期。

电价政策变动的风险：各地的年度长协上网电价确定机制受所在省份的电价政策制约，如果各地电价政策发生变化，则年度长协电价的波动可能超出预期水平。

利用小时数波动的风险：可再生能源的利用小时数受当地自然条件制约，如当地来风或来水情况出现显著变化，也会对电力市场形成冲击，影响预期的电力市场供需格局。

燃煤价格上涨的风险：燃煤价格受原煤生产、国际能源市场等多重因素综合影响，如果相关条件发生改变，燃煤价格大幅上行，火电盈利能力或将下降。

分析师介绍

高兴

高兴：华中科技大学工学学士，清华大学热能工程系硕士，三年电力设备行业工作经验，2017年开始从事卖方研究工作。2018年加入中信建投证券，2021年起担任公用环保首席分析师，带领团队获取2021-2022年新财富电力公用事业入围、2022年水晶球电力公用入围（第五名）等奖项。

侯启明

侯启明：公用环保组分析师，山东大学学士，复旦大学硕士，2023年加入中信建投公用环保团队。

评级说明

投资评级标准		评级	说明
报告中投资建议涉及的评级标准为报告发布日后6个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数作为基准；新三板市场以三板成指为基准；香港市场以恒生指数作为基准；美国市场以标普500指数为基准。	股票评级	买入	相对涨幅 15%以上
		增持	相对涨幅 5%—15%
		中性	相对涨幅-5%—5%之间
		减持	相对跌幅 5%—15%
		卖出	相对跌幅 15%以上
	行业评级	强于大市	相对涨幅 10%以上
		中性	相对涨幅-10-10%之间
		弱于大市	相对跌幅 10%以上

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：（i）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，结论不受任何第三方的授意或影响。（ii）本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

法律主体说明

本报告由中信建投证券股份有限公司及/或其附属机构（以下合称“中信建投”）制作，由中信建投证券股份有限公司在中华人民共和国（仅为本报告目的，不包括香港、澳门、台湾）提供。中信建投证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，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证书编号已披露在报告首页。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由中信建投（国际）证券有限公司在香港提供。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页。

一般性声明

本报告由中信建投制作。发送本报告不构成任何合同或承诺的基础，不因接收者收到本报告而视其为中信建投客户。

本报告的信息均来源于中信建投认为可靠的公开资料，但中信建投对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载观点、评估和预测仅反映本报告出具日该分析师的判断，该等观点、评估和预测可能在不发出通知的情况下有所变更，亦有可能因使用不同假设和标准或者采用不同分析方法而与中信建投其他部门、人员口头或书面表达的意见不同或相反。本报告所引证券或其他金融工具的过往业绩不代表其未来表现。报告中所含任何具有预测性质的内容皆基于相应的假设条件，而任何假设条件都可能随时发生变化并影响实际投资收益。中信建投不承诺、不保证本报告所含具有预测性质的内容必然得以实现。

本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。中信建投建议所有投资者应就任何潜在投资向其税务、会计或法律顾问咨询。不论报告接收者是否根据本报告做出投资决策，中信建投都不对该等投资决策提供任何形式的担保，亦不以任何形式分享投资收益或者分担投资损失。中信建投不对使用本报告所产生的任何直接或间接损失承担责任。

在法律法规及监管规定允许的范围内，中信建投可能持有并交易本报告中所提公司的股份或其他财产权益，也可能在过去 12 个月、目前或者将来为本报中所提公司提供或者争取为其提供投资银行、做市交易、财务顾问或其他金融服务。本报告内容真实、准确、完整地反映了署名分析师的观点，分析师的薪酬无论过去、现在或未来都不会直接或间接与其所撰写报告中的具体观点相联系，分析师亦不会因撰写本报告而获取不当利益。

本报告为中信建投所有。未经中信建投事先书面许可，任何机构和/或个人不得以任何形式转发、翻版、复制、发布或引用本报告全部或部分内容，亦不得从未经中信建投书面授权的任何机构、个人或其运营的媒体平台接收、翻版、复制或引用本报告全部或部分内容。版权所有，违者必究。

中信建投证券研究发展部

北京
 朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼 18 层
 电话：（8610）56135088
 联系人：李祉瑶
 邮箱：lizhiyao@csc.com.cn

上海
 上海浦东新区浦东南路 528 号南塔 2103 室
 电话：（8621）6882-1600
 联系人：翁起帆
 邮箱：wengqifan@csc.com.cn

深圳
 福田区福中三路与鹏程一路交汇处广电金融中心 35 楼
 电话：（86755）8252-1369
 联系人：曹莹
 邮箱：caoying@csc.com.cn

中信建投（国际）

香港
 中环交易广场 2 期 18 楼
 电话：（852）3465-5600
 联系人：刘泓麟
 邮箱：charleneliu@csci.hk