

国电投绿色氢基能源平台，绿电绿氢协同发展

2025 年 02 月 26 日

- **国电投旗下绿色氢基能源专业化平台。**公司控股股东为国家电投，成立之初以火电业务为主，2007 年开始发展新能源业务，2019 年新能源装机首次超越火电，成功完成从火电企业向新能源企业的转型。2022 年，为响应“氢动吉林”发展规划，公司提出投资建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目，正式进军氢能产业，在国家电投集团中的定位也由此前的东北地区电力上市平台转变为绿色氢基能源专业化平台。截至 2023 年末，公司火电、风电、光伏发电、生物质发电累计装机容量分别为 330、347、662、3 万千瓦。24H1，煤电、风电、光伏发电对公司收入的贡献度分别为 33%、25%和 29%，对毛利的贡献度分别为 27%、40%、39%，可见新能源为公司当下核心利润来源，但我们认为市场对公司的关注点或主要聚焦氢能。
- **短期政策驱动绿氢需求释放，2030 年平价拐点助力市场空间进一步打开。**2023 年，全球氢需求超过 9700 万吨，而供给端仍以灰氢为主，受制于相对较高的成本，低排放氢贡献不足 100 万吨（其中绿氢不足 10 万吨，其余为蓝氢）。中短期内，我们认为包括煤电掺氨燃烧、船舶碳减排等在内的政策有望推动绿氢需求释放，且不限于氢本身，多以绿氨、绿醇为载体。我们测算到 2030 年中日韩三国煤电掺氨对应的绿氢需求在 1100 万吨/年左右；而截至 2024 年末，全球可预见的甲醇燃料船舶订单可贡献 224 万吨/年的绿氢需求。在此背景下，全球积极布局绿氢产能。根据 IEA 预测，到 2030 年全球低排放氢产量有望达到 2600 万吨，其中绿氢、蓝氢分别贡献超 1700、800 万吨。而从存在形态上来看，预计 2030 年以氨、合成甲醇、合成甲烷、FT 燃料存在的低排放氢产量分别为 1700 万吨、100 万吨、30 万吨、170 万吨氢当量，合计占全部低排放氢产量的 78%左右。展望长期，规模效应、技术进步将助力绿氢于 2030 年前后实现平价，拉开替代灰氢的大幕，绿氢市场空间有望进一步打开。
- **前瞻性布局氢能，打造第二增长曲线。**制氢环节，绿电优势有望助力公司降低电耗成本，与此同时，“风光氢”一体化发展也有利于公司绿电消纳。用氢环节，在“氢动吉林”顶层规划下，公司持续推动大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目、四平梨树绿色甲醇项目落地。1) 对于绿氢项目：预计将于 2025 年 5 月 30 日开始产出。根据公司测算，该项目毛利率为 19.90%（对应价格 3115 元/吨，生产成本 2495 元/吨）。但我们认为，2024 年 7 月德国政府绿氢招标价格为 6413.71 元/吨，较公司测算价格实现翻倍，绿色溢价十分可观；而从成本端来看，在假设绿氢制取环节绿电价格为 0.2 元/kWh 的情况下，我们测算绿氢的生产成本在 3000 元/吨左右。综合考虑价格和成本，预计项目投产后的实际盈利水平或高于公司测算值。2) 对于绿色甲醇项目，规划产能 20 万吨，预计 25 年开工建设，27 年投产。公司已于 23 年 12 月与中远海运签订合作协议，未来绿色甲醇产品有望服务于中远海运船舶替代燃料采购需求。
- **绿电行业拐点将进，装机增长和火电赋能为公司核心看点。**从行业层面来看，我们认为 24 年以来绿电板块利好因素不断累积，拐点将近，具体表现为：1) 电网建设提速下特高压进入密集投运期，同时容量电价、辅助服务政策的出台均有利于提升电力系统的调节能力，缓解新能源消纳压力；2) 全国范围内新能源可持续发展价格结算机制确立，稳定项目收益预期；同时在碳配额收紧、碳市场扩容的催化下，绿电环境价值的持续兑现也有助于对冲电价下行压力。聚焦公司，我们认为主要看点有二：1) 装机增长：我们梳理公司目前有潍坊风光储多能互补基地项目、白城吉西鲁固直流风光热外送一体化项目等多个在建、拟建项目，合计装机容量 464.47 万千瓦，其中风电 247.47 万千瓦、光伏 212 万千瓦，光热 5 万千瓦，项目储备支撑未来装机增量；2) 火电赋能：公司拥有 330 万千瓦火电资产，有望从两个维度赋能新能源业务发展，即，一方面良好的现金流可部分支撑新能源业务的高资本开支，另一方面，较强的调峰能力可部分对冲新能源机组需分摊的辅助服务费用，24H1，公司煤电、风电、光伏的辅助服务收益分别为 4.83、-1.15、-0.27 亿元。

吉电股份 (000875.SZ)

推荐 首次评级

分析师

陶贻功

☎: 010-8092-7673

✉: taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

梁悠南

☎: 010-8092-7656

✉: liangyounan_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130523070002

研究助理: 马敏

✉: mamin_yj@chinastock.com.cn

市场数据

2025-02-25

股票代码	000875
A 股收盘价(元)	5.12
上证指数	3,346.04
总股本(万股)	362,727
实际流通 A 股(万股)	278,997
流通 A 股市值(亿元)	143

相对沪深 300 表现图

2025-02-25



相关研究

- **投资建议：**我们预计 24-26 年公司实现归母净利润 11.50、13.09、15.83 亿元，同比增长 26.64%、13.75%、20.99%。可比公司 25 年 Wind 一致预期 PB 分别为 1.16x，高于公司的 1.05x，且公司前瞻性布局氢能业务，有望享受一定估值溢价。绝对估值法下，我们预计公司合理每股价值区间为 5.01-7.55 元，中枢值为 6.21 元，首次覆盖，给予“推荐”评级。
- **风险提示：**新能源装机不及预期的风险，新能源上网电价超预期下跌的风险，煤炭价格超预期上涨的风险，绿氢项目投产节奏、销售价格、生产成本不及预期的风险等。

主要财务指标预测

	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	14442.60	13551.89	14881.68	16448.62
收入增长率%	-3.42	-6.17	9.81	10.53
归母净利润（百万元）	908.42	1150.41	1308.58	1583.26
利润增速%	34.66	26.64	13.75	20.99
毛利率%	25.75	28.72	28.41	29.58
摊薄 EPS(元)	0.25	0.32	0.36	0.44
PE	20.44	16.14	14.19	11.73
PB	1.57	1.10	1.05	0.98
PS	1.29	1.37	1.25	1.13

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

目录

Catalog

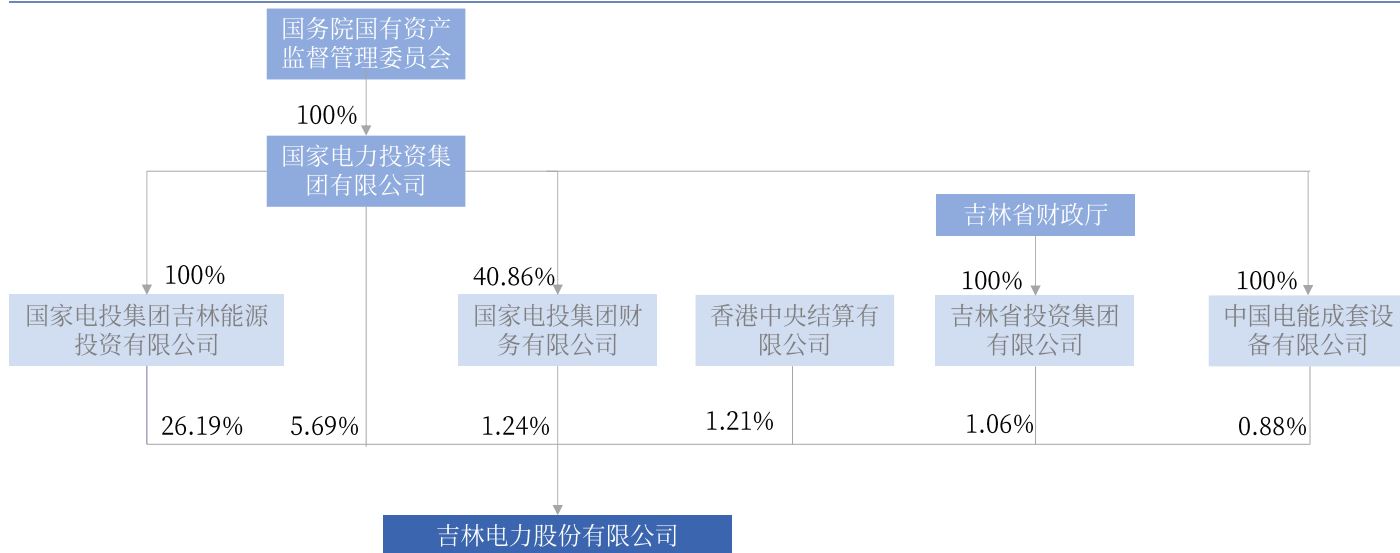
一、 国电投旗下绿色氢基能源专业化平台	4
(一) 背靠国电投，从区域火电平台转型至绿色氢基能源专业化平台	4
(二) 毛利率提升驱动业绩高增，发布股东回报规划增强分红可预期性	5
(三) 定增落地，加码绿氢&绿电发展	9
二、 氢能：前瞻性布局氢能，打造第二增长曲线	10
(一) 短期政策驱动需求释放，2030 年平价拐点助力市场空间进一步打开	10
(二) 绿氢制取环节具备绿电优势加持，积极推进绿氨和绿醇项目建设	14
三、 新能源：项目储备支撑装机增长，火电赋能协同发展	17
(一) 装机增长潜力大，消纳、电价问题迎边际改善	17
(二) 装机增长的同时受益于火电资产良好的现金流和调峰能力	25
四、 盈利预测与估值	31
(一) 盈利预测	31
(二) 相对估值	33
(三) 绝对估值	33
五、 风险提示	35

一、国电投旗下绿色氢基能源专业化平台

（一）背靠国电投，从区域火电平台转型至绿色氢基能源专业化平台

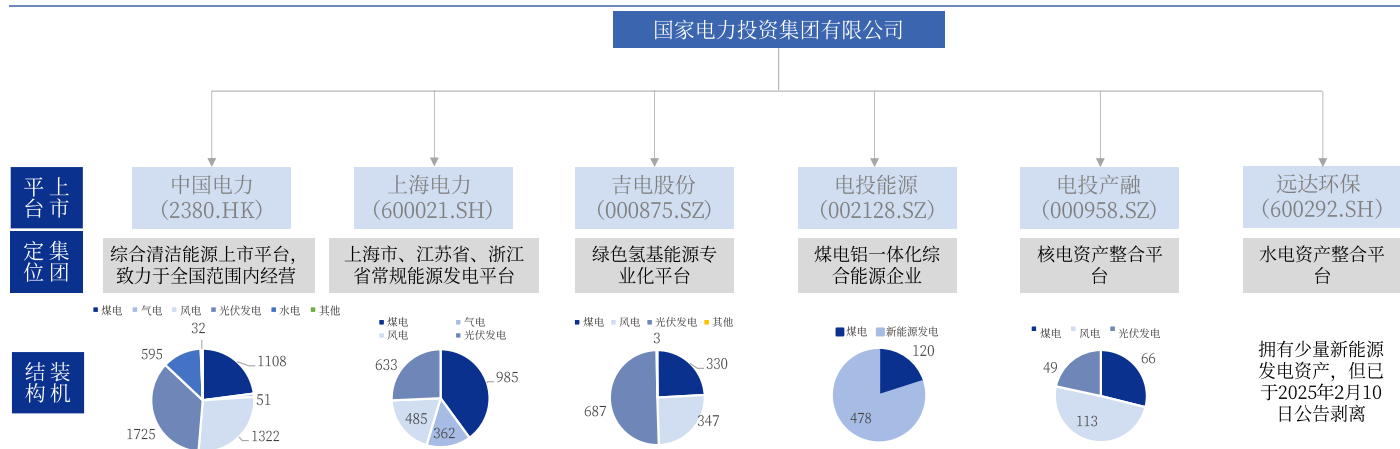
国电投旗下绿色氢基能源专业化平台。吉电股份于 1993 年由原吉林省能源交通总公司（现国家电投集团吉林能源投资有限公司）作为主发起人，联合其他四家发起人以定向募集方式设立。2002 年，吉电股份于深交所主板上市。2005 年，中国电力投资集团公司收购吉林能交，自此，公司控股股东变更为国家电力投资集团¹。目前，国电投旗下涉及发电业务的上市公司共计 6 家，即吉电股份、上海电力、电投能源、电投产融、远达环保和中国电力（H），其中吉电股份定位绿色氢基能源专业化平台，上海电力为上海市、江苏省、浙江省常规能源发电平台，电投能源为煤电铝一体化综合能源企业，电投产融资产重组后为核电资产整合平台，中国电力（H）为综合清洁能源上市平台、致力于全国范围内经营，另外远达环保目前有少量新能源发电资产，但已于 2025 年 2 月 10 日公告剥离，且资产重组后定位水电资产整合平台；集团旗下各电力企业定位清晰、分工明确。

图1：公司股权结构（截至 24Q3 末）



资料来源：Wind、天眼查、中国银河证券研究院

图2：国电投旗下涉及发电业务的上市公司对比（单位：万千瓦）



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

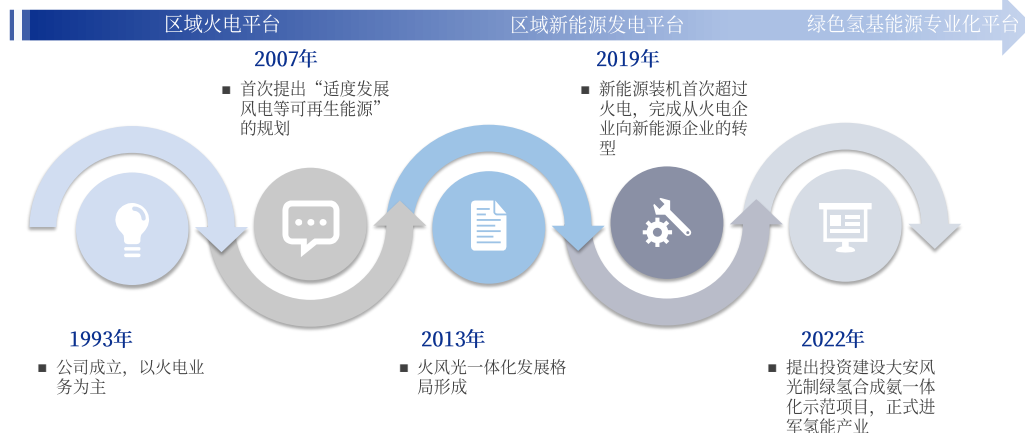
¹ 国家电力投资集团有限公司成立于 2015 年 5 月，由原中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司重组组建。

注1：上海电力为24年末数据，其余为24H1末数据。

注2：电投产融于2024年9月30日公告拟购买国电投核能有限公司控股股权；远达环保于2024年9月30日公告拟购买五凌电力、长洲水电控股股权。

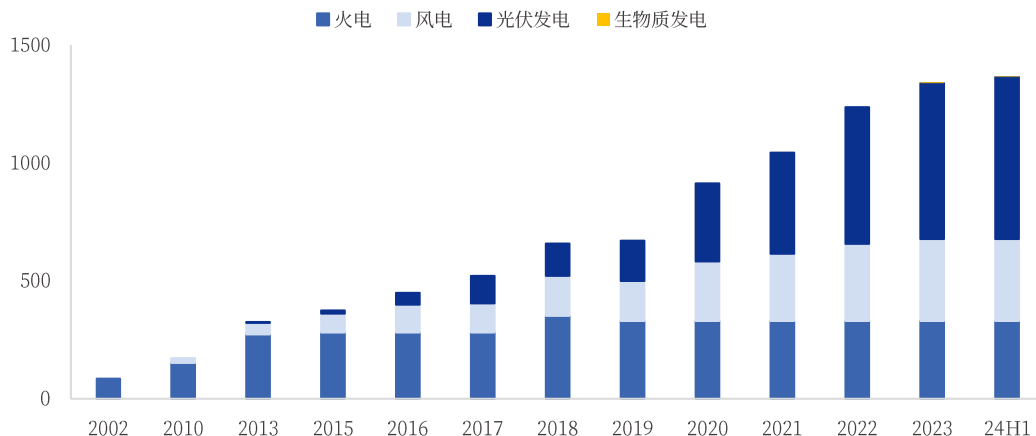
成立之初以火电为主业，逐步拓展至新能源发电产业和氢能产业。公司设立之时，吉林能交以在原浑江发电厂、原二道江发电厂、珥春发电厂、长春热电二厂、吉林热电厂及双辽发电厂六家集资电厂的投资作价入股，奠定了公司成立之初以火电为主的业务格局。2007年，公司首次提出“适度发展风电等可再生能源”的规划，并于“十一五”末实现了在风电领域“零”的突破，风电装机容量达到19.8万千瓦。2013年，随青海格尔木一、二期4万千瓦光伏发电项目投产，公司火风光一体化发展格局形成。进入“十四五”，在国家能源转型的大背景下，公司大力发展新能源发电，传统火电装机容量则保持稳定，助力公司从火电企业转型至新能源发电企业。截至24H1末，公司火电（均为热电联产机组）、风电、光伏发电、生物质发电累计装机容量分别为330、347、687、3万千瓦，清洁能源发电装机占比达到75%以上。在此基础上，公司前瞻性布局氢能产业，充分利用绿电平台优势，发挥绿电、绿氢协同效应。2022年，为响应吉林省发布的《“氢动吉林”中长期发展规划（2021-2035年）》，公司提出投资建设大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目，该项目规划年制绿氢3.2万吨，年制绿氨18万吨，于2023年5月17日开工建设。自此，公司正式进军氢能产业，在集团中的定位也由此前的东北地区电力上市平台转变为绿色氢基能源专业化平台。

图3：公司业务变迁重要节点



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图4：公司装机规模变化（单位：万千瓦）

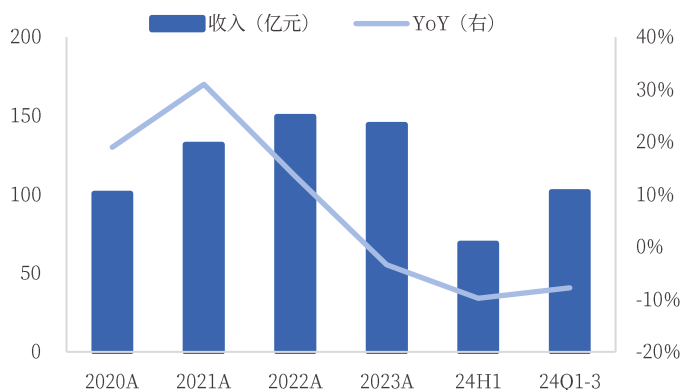


资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

（二）毛利率提升驱动业绩高增，发布股东回报规划增强分红可预期性

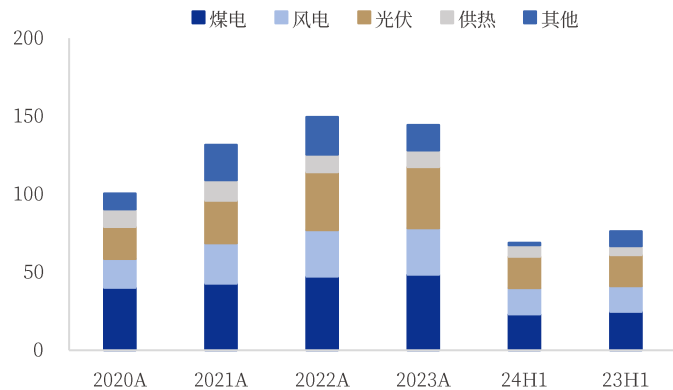
受火电和其他业务拖累，公司短期收入增速承压。24Q1-3，公司实现营业收入 101.66 亿元，同比减少 7.77%。考虑到三季度未披露分业务收入，我们以 24H1 数据作为基础进行分析：24H1 公司实现营收 68.87 亿元，同比减少 9.79%或 7.5 亿元。分业务来看：1) 火电业务收入为 22.90 亿元，占比 33%，同比减少 7.17%或 1.8 亿元，主要系 24H1 火电发电量同比减少；2) 新能源发电业务：受装机增加和电价下行共同影响，风电、光伏发电业务收入分别为 16.88、20.20 亿元，占比 25%、29%，同比增长 3.24%/0.5 亿元、1.10%/0.2 亿元；3) 供热业务收入为 7.31 亿元，占比 11%，同比增长 28.02%或 1.6 亿元，预计主要受益于煤价下行带来的居民供热、工业供汽规模增加；4) 其他业务（包括电站检修运维、综合智慧能源供应等）收入为 1.57 亿元，占比 2%，同比减少 83.71%或 8.1 亿元，是公司 24H1 收入同比下滑的主要拖累项，主要受业务结构调整影响。

图5：公司营业收入变动情况



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

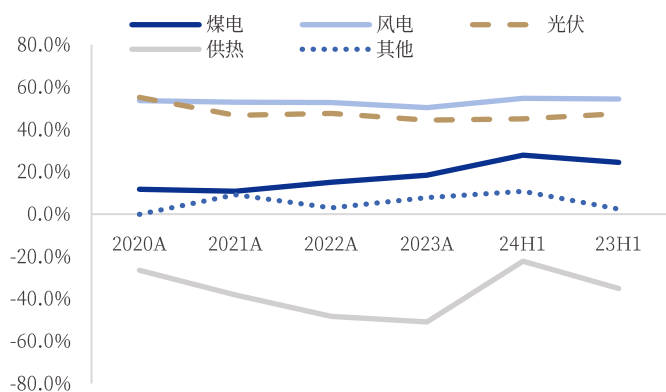
图6：公司分业务收入情况（亿元）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

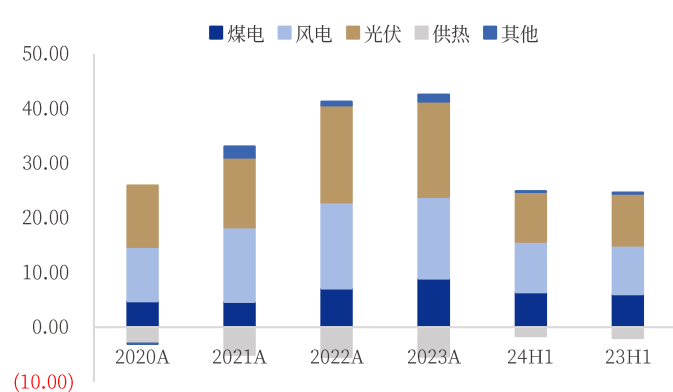
风电、光伏发电盈利能力更优，对公司毛利贡献近八成。24H1 年，公司火电、风电、光伏发电、供热、其他业务毛利率分别为 27.9%、54.7%、45.1%、-22.2%、10.8%，对应毛利分别为 6.38、9.24、9.11、-1.63、0.17 亿元，占公司整体毛利额的 27%、40%、39%、-7%、1%，可见新能源发电业务是公司的核心利润来源。需要说明的是，公司供热业务常年毛利率为负，实际上受会计处理影响，即供热业务的盈利部分包含于火电业务中。

图7：公司分业务毛利率



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图8：公司分业务毛利情况（亿元）

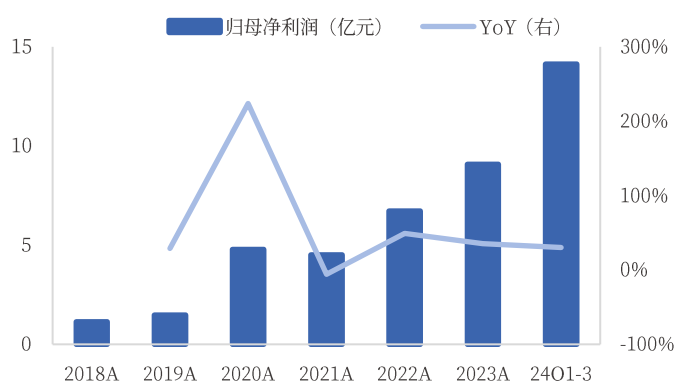


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

收入增速承压背景下，得益于毛利率提升，公司归母净利润增速表现亮眼。24Q1-3，公司实现归母净利润 14.13 亿元，同比增长 30.20%，显著优于营收增速。拆分来看，毛利率方面，24Q1-3 公司综合毛利率 31.67%，同比提升 3.32pct，一方面源于煤炭价格下行带动公司煤电业务毛利率同比提升，煤炭价格下行叠加销售量增加摊薄固定成本促使供热业务毛利率修复，其他业务毛利率同

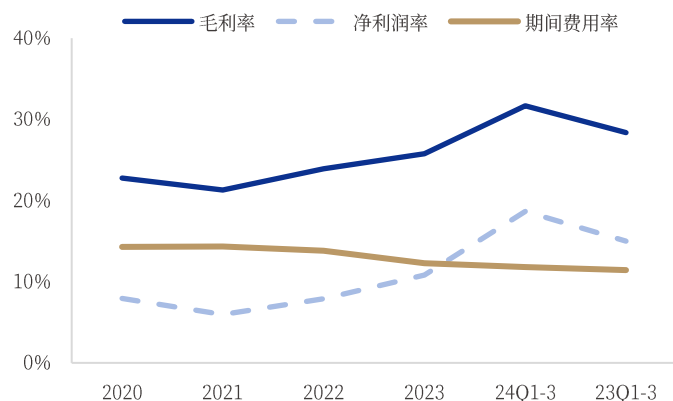
比亦有改善；另一方面，高毛利率的风电、光伏发电收入占比上升也促使公司综合毛利率提升。期间费用率方面，24Q1-3，公司期间费用率为11.80%，同比微升0.38pct。

图9：公司归母净利润变动情况



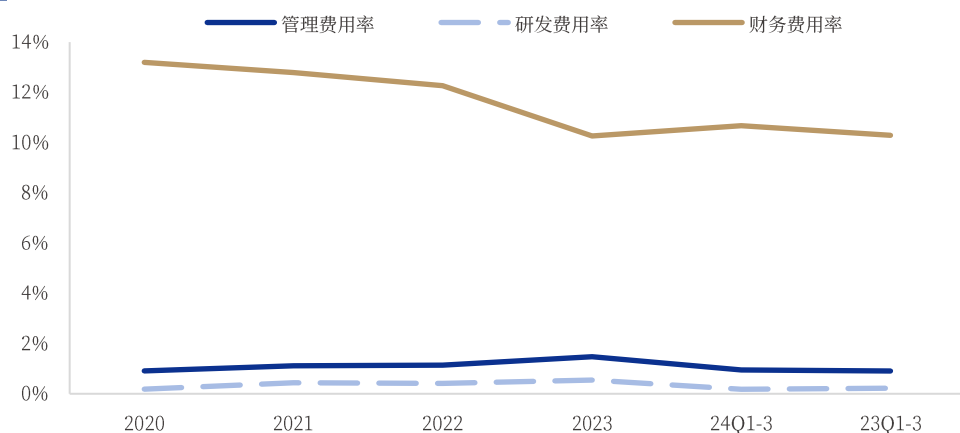
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图10：公司毛利率、净利润率、期间费用率



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图11：公司期间费用率表现

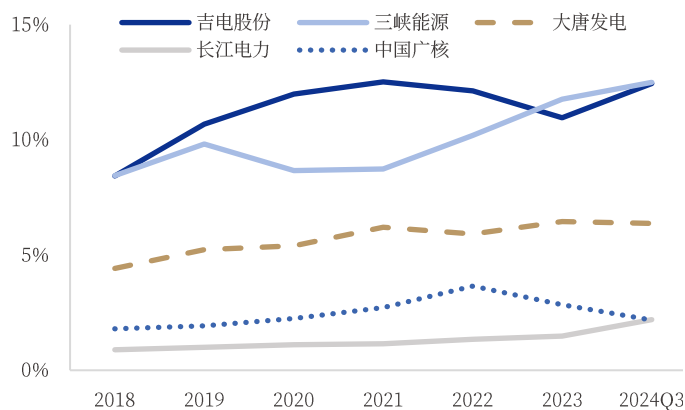


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

资金占用叠加高资本开支特性，新能源发电企业现金充裕度相对较低。新能源发电项目电费补贴回收缓慢是行业共性问题，从而导致新能源发电企业的应收账款占总资产的比例高于常规能源发电企业，表现出一定的资金占用情况。在此基础上，新能源装机高速增长产生的高资本开支需求无疑加重了新能源发电企业的资金压力。

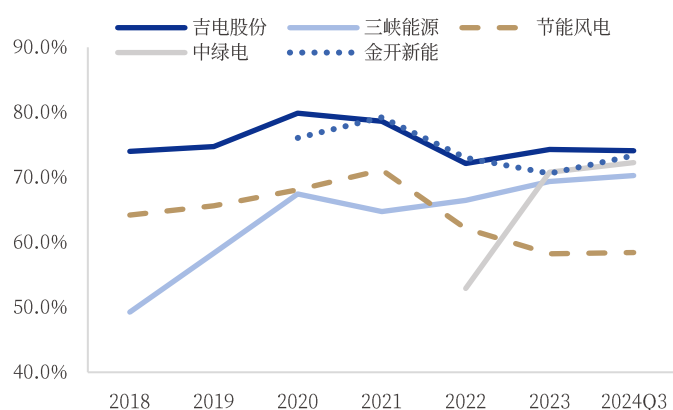
低现金充裕度催生高外部融资依赖度，但背靠国电投为公司带来一定资金成本优势。2024Q3末，公司资产负债率为74.1%，在可比公司中处于相对较高水平。但由于公司拥有国电投的信用背书，资金成本相较可比公司存在一定优势，使得财务费用率在可比公司中处于较低水平。

图12: 不同类型发电企业应收账款占总资产的比例



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图13: 主要绿电企业资产负债率

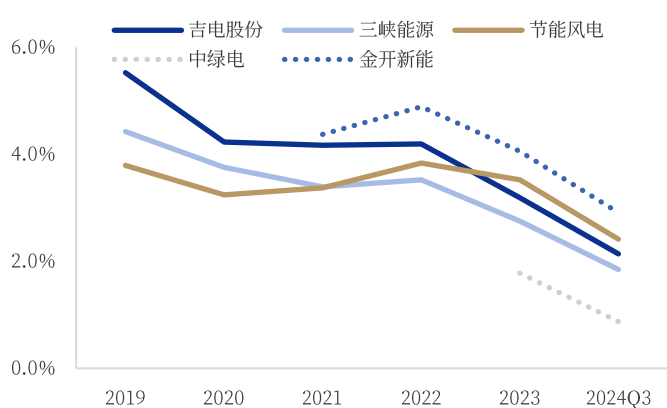


资料来源: Wind、中国银河证券研究院

注1: 龙源电力此前有永续债, 出于数据可比性考虑, 此处未纳入统计。

注2: 中绿电、金开新能分别于2022、2020年主业转变为新能源发电业务。

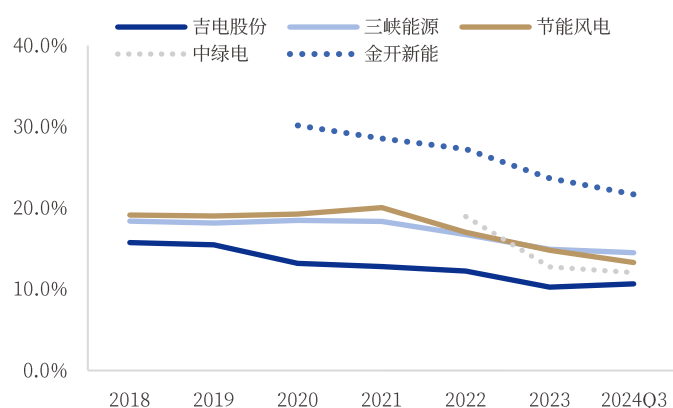
图14: 公司及可比公司的资金成本水平



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

注: 资金成本=利息费用/有息负债平均值

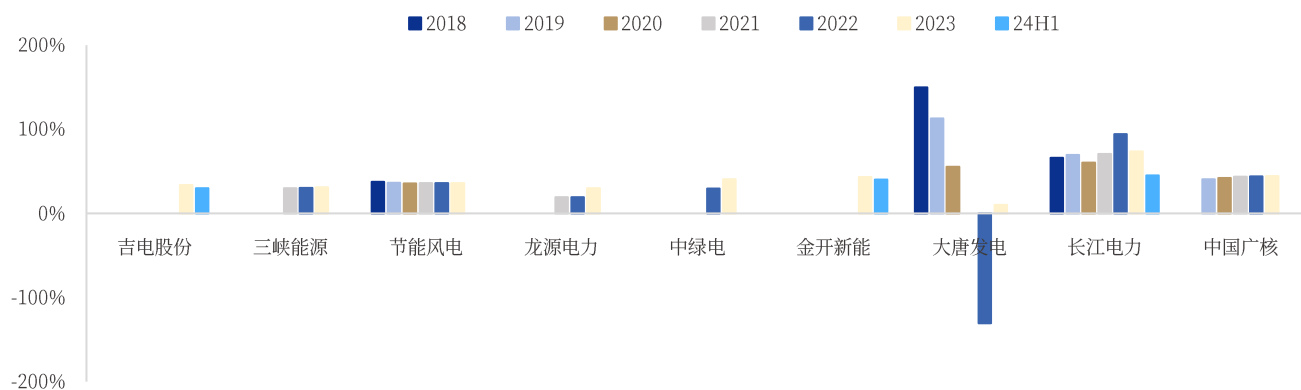
图15: 公司及可比公司财务费用率



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

公司历史现金分红频次较低, 未来有望改善。相较常规能源发电企业, 新能源发电企业由于其高成长属性, 现金分红频次和比例均较低。具体到吉电股份, 其在2023年、24H1现金分红比例分别为33.79%、29.83%。展望未来, 公司此前曾发布《未来三年(2023-2025)股东回报规划》, 在保证能够持续经营和长期发展的前提下, 计划每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的可分配利润的30%, 分红可预期性增强。

图16: 代表性发电企业年度现金分红比例



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

（三）定增落地，加码绿氢&绿电发展

公司于 2022 年 12 月发布定增预案，于 2024 年 12 月 6 日完成发行，募集资金用于发展绿氢和绿电业务。此次增发数量为 8.37 亿股，占增发前总股本的 30%，发行价格为 5.08 元，实际募集资金净额 41.85 亿元，将主要用于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目、扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目、吉林长岭 10 万千瓦风电项目、白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目、邕宁吉电百济新平农光互补发电项目以及补充流动资金。其中，除大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目外，此次募投项目收益水平良好，资本金内部收益率处于 11.04%-25.35% 区间内。至于大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目，公司在进行收益率测算时并未考虑绿氨的环境溢价，我们认为该内部收益率或存在低估的可能性（具体见后文分析）。

表1：公司定增募投项目

募集资金项目	拟投入募集资金（亿元）	项目资本金财务内部收益率
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	22.85	4.57%
扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	5.46	25.14%
吉林长岭 10 万千瓦风电项目	5.45	25.35%
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	4.33	15.25%
邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	3.92	11.04%
补充流动资金	13.39	
合计	55.385	

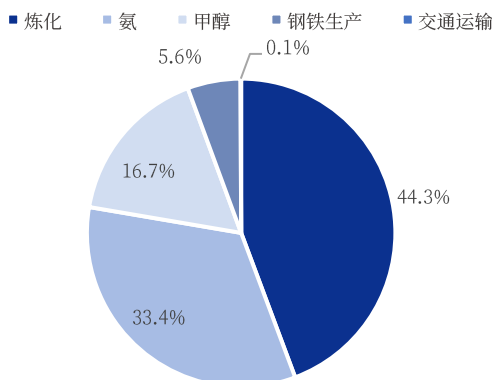
资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

二、氢能：前瞻性布局氢能，打造第二增长曲线

（一）短期政策驱动需求释放，2030 年平价拐点助力市场空间进一步打开

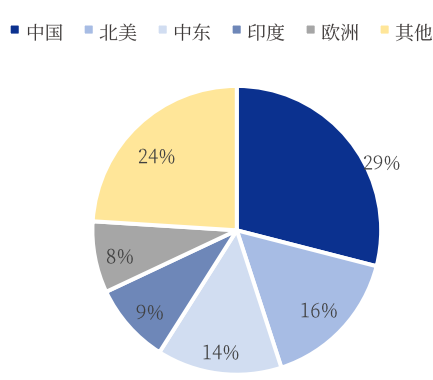
2023 年，全球氢需求超过 9700 万吨，同比增长约 2.5%。从应用场景来看，炼化和工业是氢最主要的需求来源，2023 年氢使用量分别为 4300 万吨和 5400 万吨。工业用氢进一步细分来看，氨、甲醇、钢铁氢使用量分别占到 60%、30%和 10%。此外，交通运输领域的氢使用量目前仍处于较低水平，2023 年仅约 6 万吨，占全球氢需求的比例不足 0.1%。而从区域分布来看，2023 年，中国是全球最大的氢需求国，占全球氢使用量的 29%。

图17：全球氢需求结构（按应用场景划分）



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

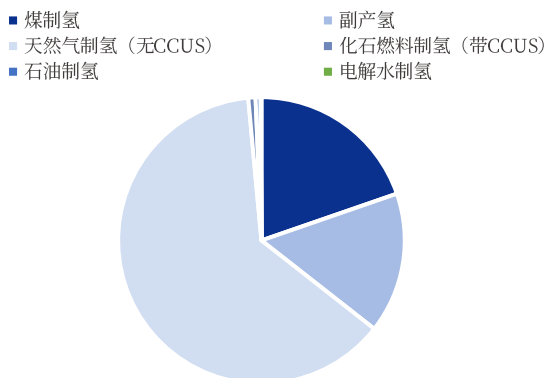
图18：全球氢需求结构（按地区划分）



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

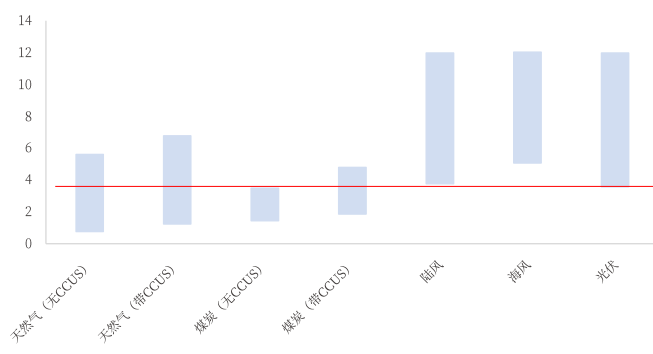
2023 年，全球氢产量约 9700 万吨，以灰氢为主，绿氢成本仍较高。2023 年，全球氢产量 9700 万吨，其中，天然气（无 CCUS）制氢、煤制氢、副产氢分别贡献 63%、20%和 16%，低排放的蓝氢（主要指带 CCUS 的化石燃料制氢）和绿氢仅占 0.8%和 0.1%，我们认为主要受制于绿氢较高的生产成本。可以看到，2023 年可再生能源制氢技术路线中，最低成本（光伏电解水制氢）约为 3.6 美元/kg H₂，在天然气等传统能源价格回落过程中，相较天然气制氢、煤制氢等技术路线成本优势不明显。

图19：全球氢产量结构（按技术类型划分）



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

图20：不同技术路线的制氢成本（美元/kg H₂，2023 年）

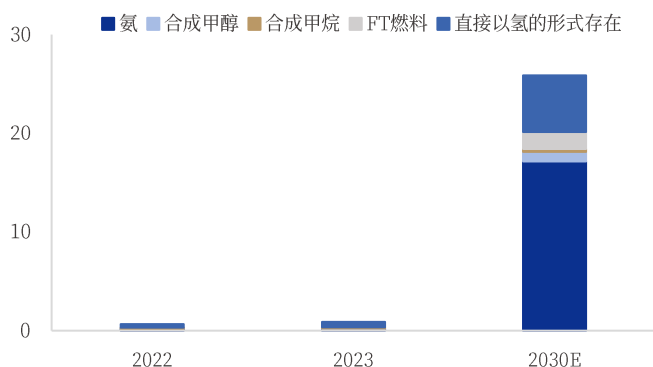


资料来源：IEA、中国银河证券研究院

中短期内，政策推动绿氢需求释放，且不局限于氢本身，多以绿氨、绿醇为载体。2023 年，全球低排放氢产量尚不足 100 万吨，且其中主要为带 CCUS 的化石燃料制氢，电解水制氢不足 10 万吨。在低排放氢中，以氨、合成甲醇、合成甲烷形式存在的接近 35 万吨氢当量，其中氨占据大头，接近 20 万吨氢当量。IEA 预计，到 2030 年全球低排放氢产量有望达到 2600 万吨，其中电解水制氢、带 CCUS 的化石燃料制氢分别贡献超 1700、800 万吨。而从应用场景来看，预计 2030 年以氨、

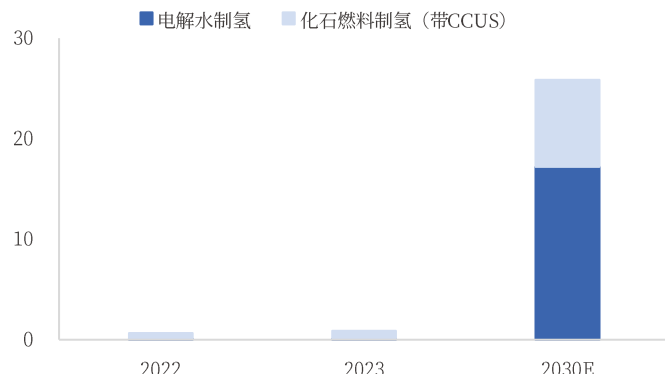
合成甲醇、合成甲烷、FT 燃料²存在的低排放氢产量有望达到 2000 万吨氢当量（氨、合成甲醇、合成甲烷、FT 燃料分别为 1700 万吨、100 万吨、30 万吨、170 万吨氢当量），占全部低排放氢产量的 78% 左右。

图21：全球低排放氢产量——分应用场景（单位：Mt 氢当量）



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

图22：全球低排放氢产量——分技术路线（单位：Mt）

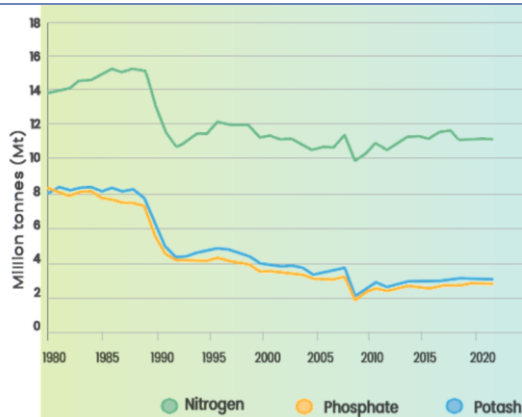


资料来源：IEA、中国银河证券研究院

1) 绿氨

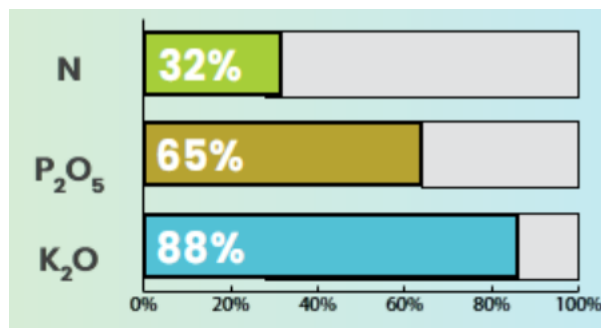
化肥行业降碳诉求带来绿氨替代的必要性。以中国为例，化肥是合成氨的主要需求来源，占比 80%，剩余 20% 的需求来自化工。欧盟碳边境调节机制（CBAM）法规，即全球首个“碳关税”将于 2026 年开始正式实施。根据法规，欧盟将对进口的钢铁、铝、水泥和化肥产品额外征税，相关企业需购买 CBAM 证书履行碳排放义务，CBAM 证书的价格将根据每周欧盟碳排放交易体系（EU ETS）配额的平均拍卖价格来确定。考虑到欧盟化肥使用中氮肥占比最高，且进口依赖度超过 30%，我们认为在 CBAM 的驱动下，全球化肥行业的降碳进程有望开启，带来绿氨替代的必要性。

图23：欧盟不同类型化肥的消费量



资料来源：Fertilizers Europe、中国银河证券研究院

图24：欧盟不同类型化肥的进口依赖度（进口量/消费量）



资料来源：Fertilizers Europe、中国银河证券研究院

煤电低碳化改造有望激发绿氨需求，2030 年来自中日韩的绿氨需求约 6500 万吨。国际方面，以韩国、日本为代表的国家，计划通过煤电机组掺烧氨的方式降低碳排放，预计到 2030 年，煤电机组掺氨比例将达到 20%。从当前进展来看，日本 JERA 公司所属 Hekinan 煤电厂 4 号机组已于 2024 年 4 月 10 日完成 20% 掺氨燃烧试验，各种排放均达标，试验结果积极；而韩国自 2023 年起利用 4 座发电厂进行掺氨燃烧试验。**国内方面**，2024 年 6 月，国家发展改革委、国家能源局印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，提出“到 2025 年，首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，相关项目度电碳排放较 2023 年同类煤电机组平均碳排放水平降低 20% 左右；到 2027 年，相关项目度电碳排放较 2023 年同类煤电机组平均碳排放水平降低 50% 左右、接近天然气发电机组碳排放水平”。对于煤电低碳化改造的方式，《方案》提出了三种技术路线，包括生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存，其中前两者均要求“改造后掺烧比例达到 10% 以上”。现阶段来看，

² 注：FT 燃料指 Fischer-Tropsch fuel，即费托合成燃料，是一种通过费托合成（Fischer-Tropsch synthesis）过程产生的液态烃或碳氢化合物。

煤电低碳化改造尚处于探索阶段，三种技术路线并存，以内蒙古为例，30个改造项目中，生物质掺烧 12 个、绿氨掺烧 6 个、CCUS 12 个，对应绿氨掺烧市场份额 20%。基于此，我们测算至 2030 年，中、日、韩三国煤电掺氨有望释放绿氨需求约 6500 万吨，对应绿氢 1100 万吨。

表2：中日韩三国煤电掺氨对应的绿氨需求测算

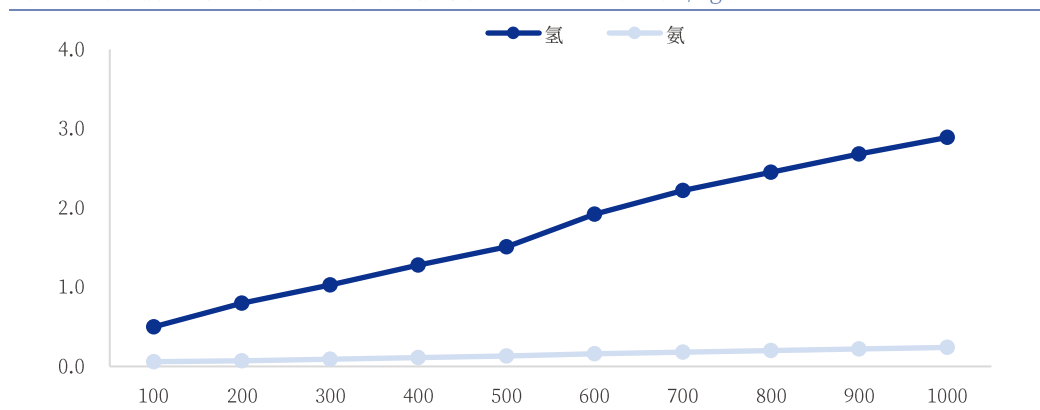
	中国	日本	韩国
2023 年煤电发电量（万亿 kWh）	5.75	0.30	0.20
预计 2030 年煤电发电量（万亿 kWh）	5.47	0.26	0.15
煤电机组度电煤耗（g/kWh）	300		
2030 年煤电机组耗煤量（亿吨标煤）	16.40	0.78	0.44
掺氨比例	10%	20%	20%
绿氨需求（亿吨）	0.26	0.25	0.14

资料来源：EI、中国银河证券研究院

注：标煤热值采用 29.3MJ/kg，氨热值采用 18.6MJ/kg；对于国内煤电机组的低碳化改造，我们参考内蒙古的项目数量，假设掺烧绿氨的市场份额为 20%；假设到 2030 年国内煤电低碳化改造完成率 50%。

氨较强的贸易属性有望使绿氨成为绿氢的高效转运载体。相比于当前氢的就地消纳，全球范围内约有 10% 的合成氨需求由国际贸易满足，其储运体系和技术相对成熟。由于氢气密度小，储氢容器自重重大，所以以长管拖车运输气态氢的运输方式更加适用于运输距离短且输氢量较低的场景。而对于运输距离较远、输氢量较高的场景，多采用槽车运输液氢，其单位运氢成本主要与载氢量有关，目前液氢槽车单车载氢量可达 4 吨，对应运氢成本约 13.5 元/千克。但如果将氢转化为氨进行运输，一辆液氨槽罐车载氨量可达 30 吨，换算载氢量约 5.29 吨，相较直接运输液氢有所提升，相较直接运输气态氢（载氢量约 0.4 吨）则呈现数量级的提升，因此运氨成本较运氢成本有所降低。而相比于车船运输等常规运输方式，管网运输才是实现氢及氢基能源大规模、长距离输送最经济、最节能的方案。根据水电总院测算，预计中期阶段氨的管输价格仅为氢的 8%-12%，且随着运输距离增加，性价比将进一步提升。基于上述优势，IEA 预计 2030 年全球有 80% 以上的低排放氢将以氨的形式进行贸易（基于已宣告的项目）。

图25：中期阶段氢基能源长距离管输价格与输送距离的关系图（元/kg）



资料来源：水电总院、中国银河证券研究院

注：横轴表示输送距离，单位为千米。

2) 绿色甲醇：EU ETS 和 Fuel EU Maritime 双重监管促使绿色甲醇成为船舶替代燃料之一

EU ETS：欧盟在 2023 年 5 月宣布自 2024 年 1 月 1 日起航运业将被纳入欧盟碳排放交易体系（EU ETS）。2024、2025 年相关企业享有 60%、30% 的免费碳排放配额，2026 年起免费配额降至 0。对于不遵守相关规定的企业，欧盟出台了较为严厉的惩罚措施，具体包括：a.处以每吨 CO₂ 当量 100 欧元的超额排放罚款，同时上缴规定数量的排放配额；b.如果航运公司连续两次及以上不遵守规定，可能面临被欧盟发出驱逐令的风险，这将导致该公司船只被拒绝进入所有的欧盟成员国，直到其履行相关义务为止。

Fuel EU Maritime：2023 年 7 月欧盟理事会正式通过该法案，将于 2025 年 1 月 1 日开始实

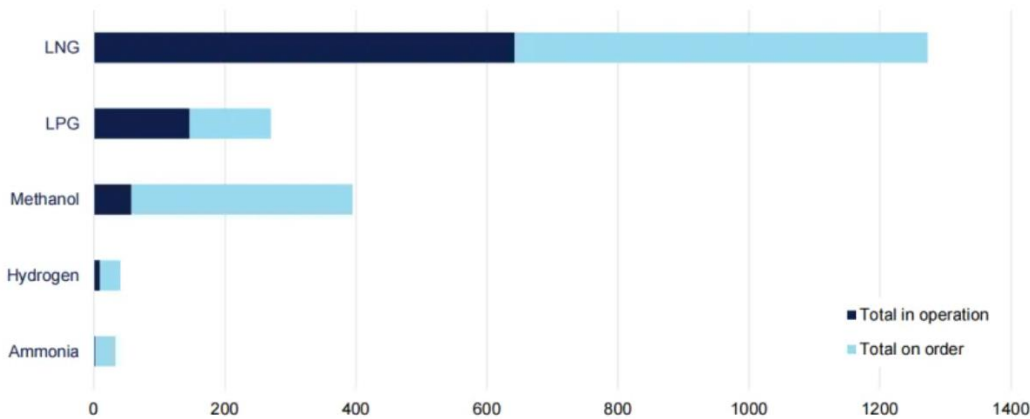
施。该法规适用于 5000GT 以上船舶在欧洲经济区（EEA）内的航运活动，包括欧盟成员国、冰岛、列支敦士登和挪威。法规要求船舶全年平均燃料温室气体排放强度不得超过法规在该年份要求的燃料强度限值（以 2020 年 91.16 gCO₂e/MJ 为基准值，2025/2030/2035/2040/2045/2050 年燃料强度限制分别为较基准值降低 2%/6%/14.5%/31%/62%/80%）。

受上述政策影响，全球航运业对低碳燃料存在迫切需求，绿色甲醇受到青睐。根据 DNV AFI（可替代燃料洞察）平台的统计数据，截至 2024 年末，全球替代燃料船舶中，综合考虑在运&待交付的订单后，甲醇船舶数量接近 400 艘，仅次于 LNG，对应每年绿色甲醇需求 1200 万吨左右，折合绿氢 224 万吨。此外，中远海运等全球航运巨头也在积极布局绿色甲醇产业链，2023 年 9 月以来，中远海运已分别与国家电投、吉电股份、上海电气、中广核新能源等多家企业签订绿色甲醇合作协议。

图26：替代燃料船舶在运&订单数量（截至 2024 年底）

Distribution of alternative fuel fleet

Vessel by fuel type | Number of ships in operation and on order



资料来源：DNV AFI、中国银河证券研究院

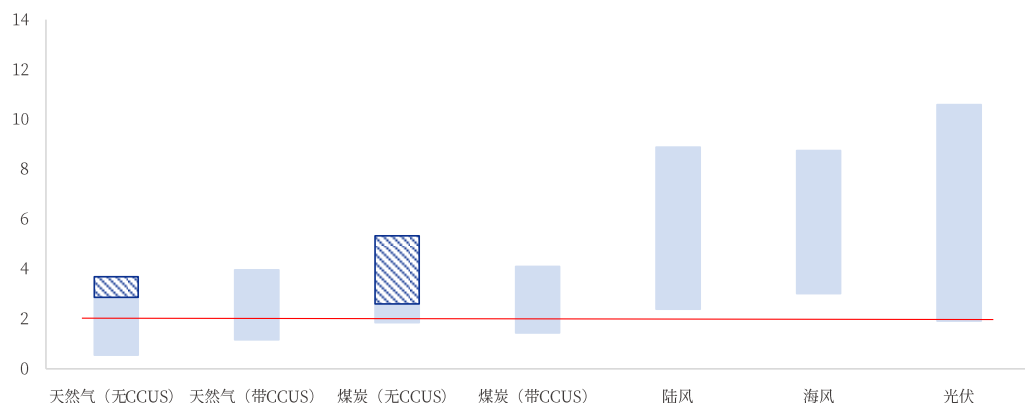
表3：中远海运与多家企业签订合作协议，在绿色甲醇领域展开合作

时间	相关主体	协议名称	协议内容
2023 年 9 月 20 日	中远海运、国家电投、上港集团、中国中检	《关于开展绿色甲醇产业链建设合作备忘录》	各方将共同构建符合国内外绿色认证标准、运转稳定畅通、具有可持续发展能力的绿色甲醇全产业链，全力推动国内首批绿色甲醇生产项目落实落地。
2023 年 12 月 30 日	吉电股份、中远海运国际香港、上港能源	《关于成立上海吉远绿色能源有限公司合作协议》	吉电股份、中远海运国际香港、上港能源分别持股 55%、35%、10%。合资公司是各方在本协议项下的绿色甲醇合作业务方面唯一的主体，对绿色甲醇产业链的生产环节负总责。
2024 年 3 月 15 日	中远海运、上海电气	/	双方将在绿色甲醇等可持续燃料、航运、物流、船用装备、船舶运维、数字化转型等方面开展深度合作。
2024 年 5 月 29 日	中远水星、扬州重工	《关于下属公司就在建船舶签订补充协议的进展公告》	公司间接全资子公司中远水星就四艘在建集装箱船舶与扬州重工分别签订四份补充协议，同意将前述四艘集装箱船舶的动力由单一的传统燃料动力改造升级为传统燃料加甲醇双燃料动力。
2024 年 6 月 18 日	中远海运物流供应链有限公司、中国船舶燃料有限责任公司、中广核新能源控股有限公司	《巴林左旗年产 20 万吨绿色甲醇项目产销一体战略合作协议》	中广核新能源：主导 50 万千瓦风光氢一体化项目建设，风电制氢的下游产业与生物质合成绿色甲醇，根据制氢规模，年可生产 20 万吨甲醇； 中远海运物流供应链：负责绿色甲醇的运输和仓储； 中国船舶：负责绿色甲醇产品的消纳，用于远洋货轮燃料供应。
2024 年 8 月 29 日	中远海控旗下全资子公司中远海运集运、扬州中远海运重工	《关于订造十二艘 14000TEU 型甲醇双燃料动力集装箱船舶的公告》	中远海控旗下全资子公司中远海运集运与扬州中远海运重工在上海签署 12 艘 14,000TEU 型拉美极限型高冷插甲醇双燃料动力集装箱船舶建造合同
2024 年 11 月 15 日	中远海运、正大集团、复瑞渤集团	《绿色甲醇生产合作备忘录》	三方将持续在航运绿色能源等方面进一步深入合作，利用东南亚地区丰富的生物质资源禀赋，采用行业领先的技术，打造符合欧盟标准的绿色甲醇生产基地，有力保障中远海运集团可再生能源替代进程，促进能源结构优化升级。

资料来源：中远海控公告、吉电股份公告、北极星氢能网、上海航运交易所、国家电投官网、中国银河证券研究院

展望长期，绿氢的性价比有望于 2030 年前后显现，拉开替代灰氢的大幕。一方面，中短期内政策催化出的绿氢需求将带动行业规模扩张，从而有望实现规模扩张→产业链降本→规模扩张的正向循环。另一方面，风光发电成本进一步下降带来的用电成本降低，以及制氢相关设备技术迭代带来的资本开支下降均有利于绿氢生产成本的降低。根据 IEA 预测，2030 年，使用光伏发电进行电解水制氢的最低成本有望降至 1.91 美元/kg H₂，相较化石燃料制氢的经济性凸显。自此，绿氢发展将从政策驱动转向经济性驱动，开启对灰氢的大规模替代。

图27：2030 年不同技术路线下的制氢成本（美元/kg H₂）



资料来源：IEA、中国银河证券研究院

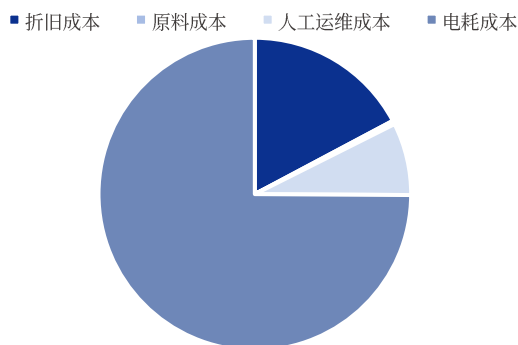
注：阴影部分表示碳排放成本。

（二）绿氢制取环节具备绿电优势加持，积极推进绿氨和绿醇项目建设

1. 制氢环节：电费是最大成本项，公司具备绿电优势加持

电费是电解水制氢最大的成本项，公司作为新能源发电企业具备优势。电解水制氢成本一般包括：①设备/折旧成本；②能源成本（电费）；③其他运营费用；④原料成本（水）。其中，能源成本即电力成本占比最大，以碱性电解槽为例可达 75%。公司作为新能源发电企业，发展绿氢具备成本优势。

图28：碱性电解槽制氢成本拆分



资料来源：《电解水制氢成本分析》_张轩等、中国银河证券研究院

风光氢一体化发展有助于绿电消纳。我们测算在制氢电耗 4.5kWh/m³的条件下，如单独配套风电作为电源，且假设年利用小时数为 2200h，则制取 1 万吨绿氢需要的风电装机为 23 万 kW；如单独配套光伏作为电源，且假设年利用小时数为 1300h，则制取 1 万吨绿氢需要的光伏发电装机为 39 万 kW。以公司目前正在推进的大安合成氨项目（合成氨产能 18 万吨，对应绿氢消耗量约 3.2

万吨)和四平梨树绿色甲醇项目(绿色甲醇产能 20 万吨,对应绿氢消耗量约 3.7 万吨)作为基础测算,仅制氢环节预计可消纳风电 159 万千瓦或光伏 268 万千瓦。

表4: 绿氢制取可消纳的新能源装机规模测算

制氢电耗	4.5	kWh/m ³
氢气密度	89	g/m ³
单位绿氢制取耗电量	5.06	亿度/万吨
假设风电利用小时数	2200	h
对应可消纳风电装机	23	万 kW/万吨
假设光伏利用小时数	1300	h
对应可消纳光伏装机	39	万 kW/万吨

资料来源:《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》_曾悦等、中国银河证券研究院

2. 用氢环节：不局限于绿氢本身，布局绿氨和绿色甲醇

2022 年 10 月,吉林省发布了《“氢动吉林”中长期发展规划(2021-2035 年)》,规划到 2025 年,省内可再生能源制氢产能达到 7 万吨/年,并在下游应用方面,优先发展绿色合成氨和绿色甲醇,预计 2025 年绿色合成氨和绿色甲醇产能分别达到 30 万吨/年和 5 万吨/年,折合氢使用量 6 万吨。在该顶层规划下,公司目前持续推动大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目,四平梨树绿色甲醇项目等落地。

表5: “氢动吉林”中长期发展规划(2021-2035 年)

		2025	2030	2035
制氢规模	可再生能源制氢产能(万吨/年)	7	30-40	120-150
交通应用	加氢站(座)	10	70	400
	氢燃料电池车辆(辆)	500	7000	70000
	用氢规模(万吨)	0.2	2	22
化工应用	绿色合成氨产能(万吨/年)	30	100	240
	绿色甲醇产能(万吨/年)	5	10	50
	绿色炼化产能(万吨/年)	-	80	250
	用氢规模(万吨)	6	25	53
冶金应用	氢冶金产能(万吨/年)	-	10	60
	用氢规模(万吨)	-	2	10
供暖、储能	用氢规模(万吨)	0.8	8	40
产业规模	氢能产业链产值(亿元)	100	300	1000

资料来源:吉林省人民政府、中国银河证券研究院

大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目预计 2025 年中具备试生产条件，绿色溢价或助力项目实际盈利水平超过测算值。公司大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目规划建设风电装机容量 700MW,光伏发电装机容量 100MW,新建制氢、储氢及 18 万吨合成氨装置。该项目预计 2025 年 5 月 30 日产出首桶合格绿氨,主要供应下游三乙醇胺、苯丙胺等化工产品,公司已与大庆市昊峻经贸有限公司、呼伦贝尔源泰商贸有限公司等 11 家公司签署意向协议,意向销量达到 145 万吨/年。根据公司测算,预计项目建成后的毛利率为 19.90%,资本金内部收益率 4.57%(基于东北地区合成氨最近五年平均价格 3115 元/吨(不含税),19.90%的毛利率对应的生产成本为 2495 元/吨)。但我们认为:1)从价格端来看,绿氨有望享有一定的绿色溢价。以 2024 年 7 月德国政府绿氨招标结果为例,出厂价达到 811 欧元/吨,约合人民币 6413.71 元/吨,较公司测算价格实现翻倍。2)从成本端来看,我们参考《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》一文,假设

绿氢制取环节直接采用新能源发电，而合成氨过程出于设备稳定性考虑采用网购电，在电价分别为 0.2、0.4 元/kWh 的情况下，测算绿氨的生产成本为 2839 元/吨。综合价格和成本来看，我们预计项目投产后的实际盈利水平或高于公司测算值。

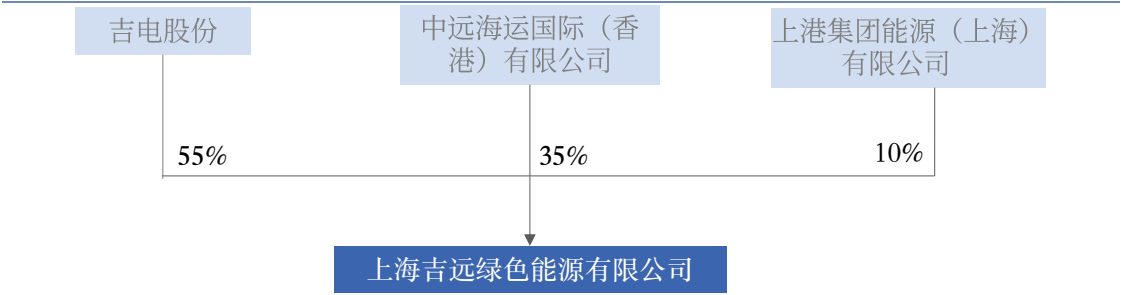
表6：绿氨生产成本对于电价的敏感性测算（元/吨）

		新能源电价（元/kWh）				
		0.10	0.15	0.20	0.25	0.30
网购电价 （元/kWh）	0.30	1855.79	2300.73	2745.68	3190.62	3635.56
	0.40	1949.09	2394.03	2838.98	3283.92	3728.86
	0.50	2042.39	2487.33	2932.28	3377.22	3822.16
	0.60	2135.69	2580.63	3025.58	3470.52	3915.46
	0.70	2228.99	2673.93	3118.88	3563.82	4008.76

资料来源：《可再生能源合成绿氨研究进展及氢-氨储运经济性分析》_曾悦等、中国银河证券研究院

推进 20 万吨绿色甲醇项目，签约中远海运保障消纳。目前，公司正在推进四平梨树年产 20 万吨绿色甲醇项目的前期工作，预计 25 年开工建设，参考合成氨项目 2 年左右的建设周期，有望于 27 年开始产出。至于后续产能消化，公司已于 2023 年 12 月与中远海运签订合作协议，成立合资公司上海吉远绿色能源有限公司（四平梨树项目建设主体），未来公司的绿色甲醇产品有望服务于中远海运船舶替代燃料采购需求。

图29：上海吉远绿色能源有限公司股权结构



资料来源：天眼查、中国银河证券研究院

三、新能源：项目储备支撑装机增长，火电赋能协同发展

（一）装机增长潜力大，消纳、电价问题迎边际改善

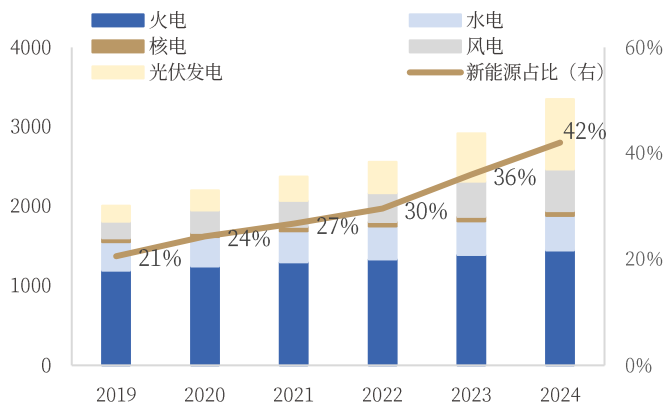
1. 能源转型背景下，装机增长空间广阔

新能源逐渐成为新增装机主力，2024 年新增装机 357GW，占比超过 80%。“双碳”目标驱动能源清洁化转型，新能源在新增装机及累计装机中所占比重稳步提升。2024 年，国内新能源新增装机 357GW，同比增长 22%，占同期新增装机的 83%；其中风电新增装机 79GW，同比增长 5%；光伏发电新增装机 277GW，同比增长 28%。截至 2024 年末，国内新能源累计装机 1407GW，占同期累计装机的 42%。

短期来看，预计 2025 年新能源新增装机将超过 300GW。根据中电联发布的《2024-2025 年度全国电力供需形势分析预测报告》，其预测 2025 年全国新增发电装机规模有望超过 4.5 亿千瓦，其中新增新能源发电装机规模超过 3 亿千瓦。具体而言，预计到 2025 年末并网风电装机规模达到 6.4 亿千瓦、并网太阳能发电达到 11 亿千瓦，由此计算 2025 年风电、光伏新增装机规模有望达到 119、213GW。

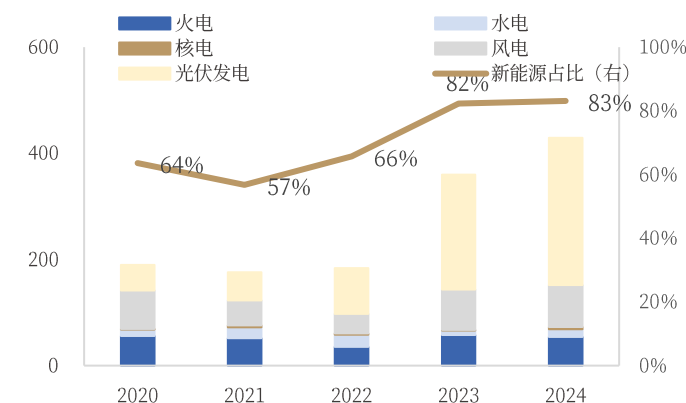
长期来看，2030 年末新能源累计装机较 2024 年末有望翻倍。根据国网能源院发布的《新型电力系统发展分析报告 2024》，其预计到 2030 年全国电源装机容量将超过 50 亿千瓦，其中新能源发电装机超过 28 亿千瓦，占比提升至 56%；由此计算 2024-2030 年全国电源累计装机复合增速为 6.9%，而新能源累计装机复合增速达到 12.1%，2030 年末累计装机较 2024 年末的 14.1 亿千瓦有望实现翻倍增长。

图30：全国各类电源累计装机（单位：GW）



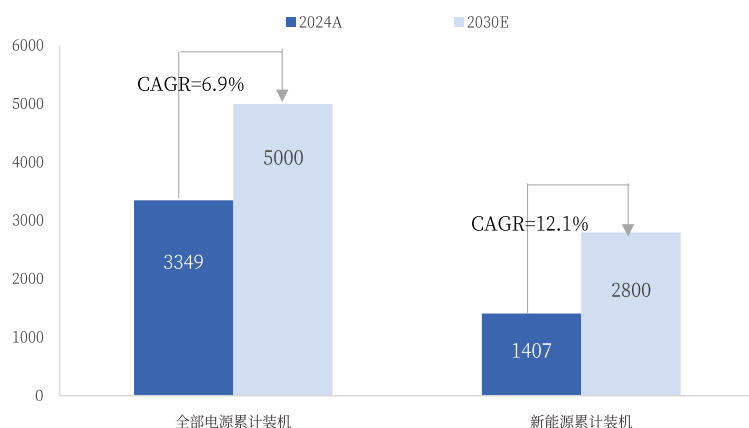
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图31：全国各类电源新增装机（单位：GW）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

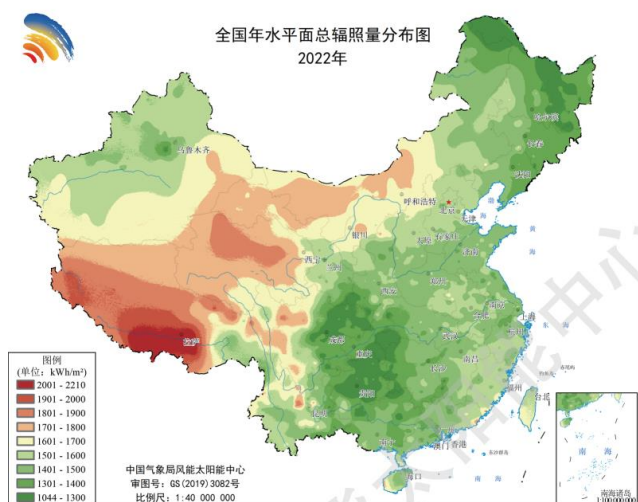
图32：全国电源累计装机规模预测（GW）



资料来源：Wind、国网能源院、中国银河证券研究院

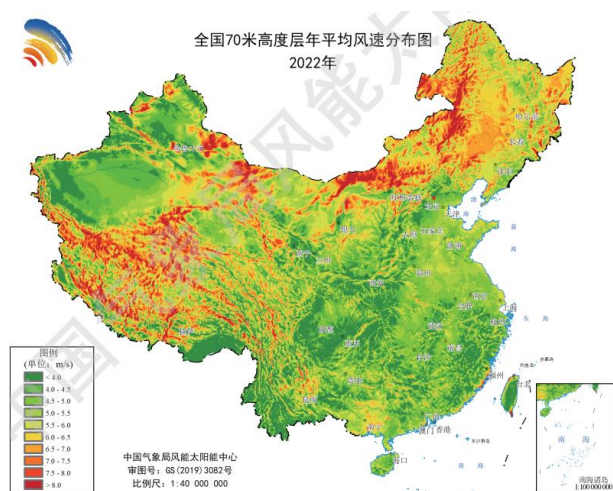
具体到公司核心经营区域吉林省，其新能源资源禀赋优越，利用小时数较高。吉林省是我国重要的能源基地，新能源资源，尤其风能资源十分丰富。根据吉林省人民政府发布的数据，全省风能潜在开发量约2亿千瓦，可装机容量约为6900万千瓦；全省地面光伏电站潜在开发容量为9600万千瓦，可装机容量约为4600万千瓦（见图24）。得益于较好的资源条件，吉林省风电、光伏发电利用小时数高于全国平均水平。

图33：我国年太阳总辐射量分布



资料来源：中国气象局、中国银河证券研究院

图34：我国风能资源分布



资料来源：中国气象局、中国银河证券研究院

图35：吉林 vs 全国风电利用小时数

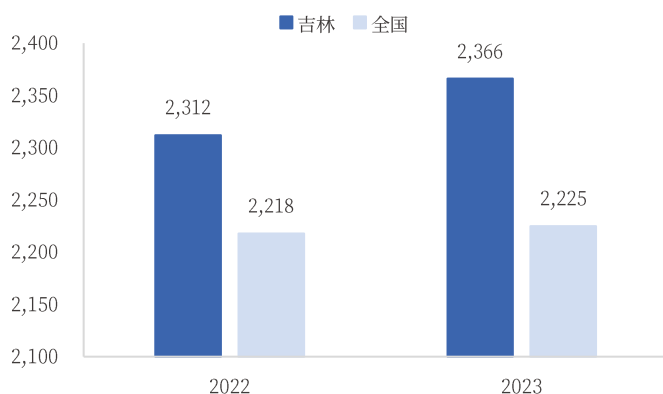
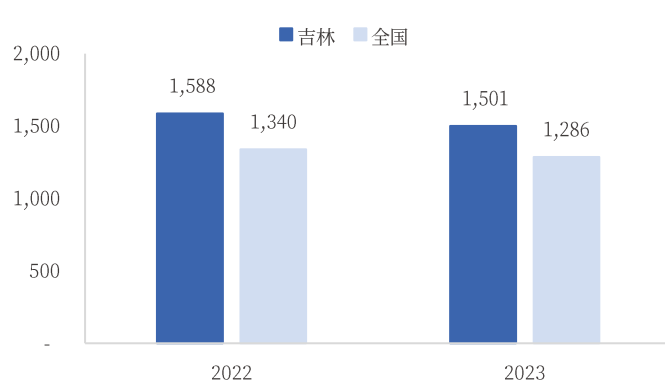


图36：吉林 vs 全国光伏发电利用小时



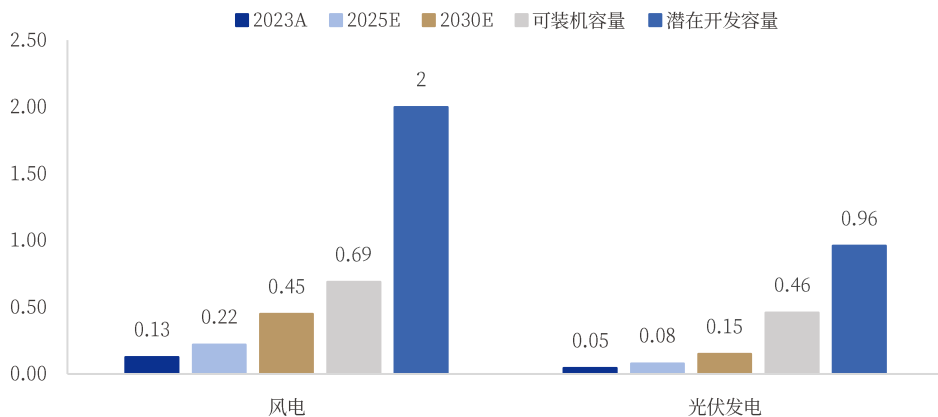
资料来源：中电联、吉林电力交易中心、中国银河证券研究院

资料来源：中电联、吉林电力交易中心、中国银河证券研究院

吉林省规划 2030 年风光累计装机达到 4500、1500 万千瓦，对应 23-30 年 CAGR 20%、18%。

2023 年 8 月，吉林省能源局发布《吉林省能源领域 2030 年前碳达峰实施方案》，规划到 2025 年、2030 年吉林省风电累计装机分别达到 2200/4500 万千瓦、光伏累计装机分别达到 800/1500 万千瓦，而截至 2023 年末，吉林省风电、光伏发电累计装机分别为 1268、460 万千瓦，依此测算，2023-2030 年风电、光伏累计装机复合增速 20%、18%。

图37：吉林省风光累计装机规模及可开发装机容量（亿千瓦）



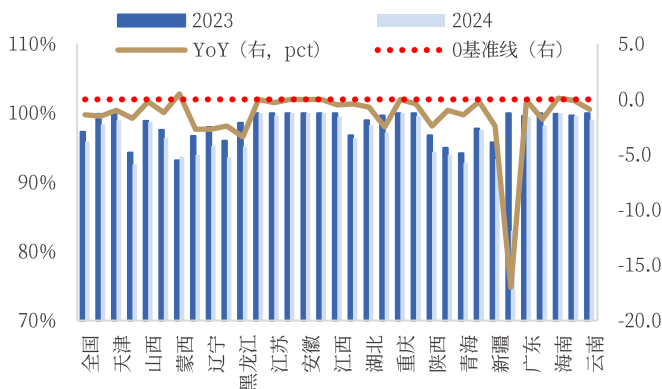
资料来源：Wind、吉林省人民政府、吉林省能源局、中国银河证券研究院

2. 消纳、电价问题有望迎来边际改善，绿电拐点渐行渐近

消纳和电价问题是此前压制绿电板块业绩和估值的核心因素，具体来看：

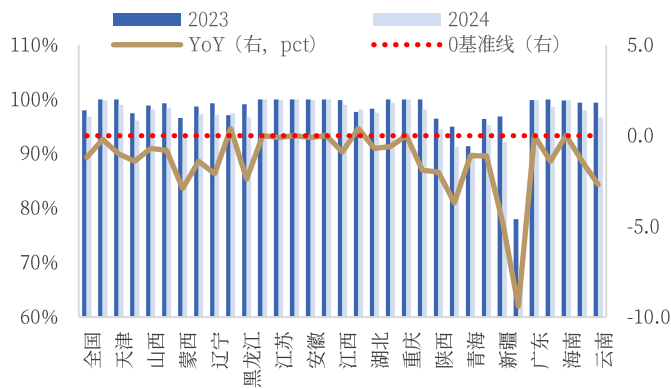
2024 年，全国绝大部分省/区新能源利用率出现同比下降。2024 年，全国风电、光伏利用率分别为 95.9%、96.8%，同比下降 1.4、1.2pct。分区域来看，东部省份利用率维持较高水平，且同比降幅不明显，西北、东北省份新能源利用率降幅较大，显示出一定消纳压力。在此基础上，考虑到电网侧和电源侧对弃电的统计口径不同，发电侧对消纳瓶颈的感受或更为明显。以节能风电披露的数据为例，其 2022 年、2023 年、2024H1 因为弃风限电损失的发电量占全部发电量的比例分别为 8.26%、9.00%、10.03%，呈现上升趋势，且明显高于电网统计口径下的弃电率。

图38：不同省/区风电利用率（%）及同比变化（pct）



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、中国银河证券研究院

图39：不同省/区光伏利用率（%）及同比变化（pct）



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心、中国银河证券研究院

新能源入市导致电价承压，现货市场压力更甚。2022 年 1 月 28 日，国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出到 2030 年新能源全面参与市场交易的发展目标。由于新能源出力曲线与用电负荷曲线在时间维度上存在较为明显的错配，且出力较难预测，面临更大的功率预测偏差风险，所以新能源参与市场往往会出现一定程度的折价。根据部分省份 2024 年电力交易方案，宁夏、云南、甘肃、广西等省份新能源中长期电价相较燃煤基准价

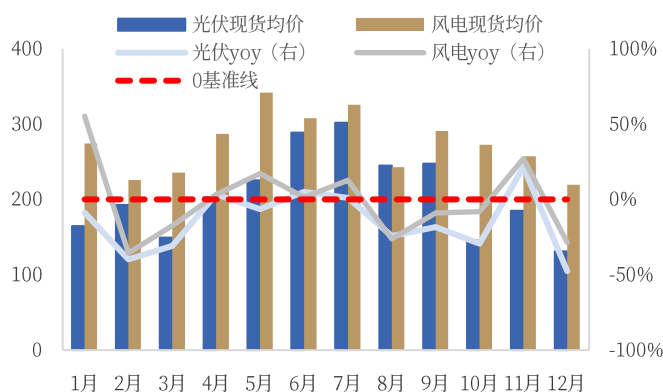
出现 0.03~0.15 元/千瓦时的折价。而在现货市场，2024 年山西、山东、甘肃、蒙西光伏现货均价分别为 211.01、169.04、122.70、348.27 元/MWh，较当地燃煤基准价变化幅度分别为-36%、-57%、-60%、+23%；风电现货均价分别为 268.45、266.78、185.43、367.43 元/MWh，较当地燃煤基准价变化幅度分别为-19%、-32%、-40%、+30%。可以看到，除蒙西市场实现溢价外，其余三个市场均较燃煤基准价出现折价，且光伏折价幅度明显大于风电。

表7：部分省份 2024 年新能源电价情况

省份	煤电基准价 (元/千瓦时)	2024 年新能源电价政策	电价下降 (元/千瓦时)
宁夏	0.2595	优先部分执行 0.2595/度，超过 87%参与交易，最高 0.182 元/度	约 0.068
黑龙江	0.3723	平价、低价风、光保障性小时分别按 1950 小时、1300 小时确定，剩余电量及其他类型风、光项目全部进入市场交易	—
云南	0.3358	35%-45%的电量参与交易，交易价约 0.15-0.27 元/度	超 0.03
青海	0.2277 (水)	新能源年度交易合约量不低于市场化总量的 80%；谷电价(11:00-16:00，5 个小时)在平电价的基础上下浮不低于 20%形成	—
甘肃	0.3078	全部参与交易，交易电价不高于 0.1539 元/度	超 0.15
广西	0.4207	500 小时以内按 0.4207 元/度结算，其余按 0.38 元/度结算	约 0.025
河南	0.3779	除光伏扶贫，风光电量按不高于燃煤基准价参与交易	—
内蒙古	0.2829 (蒙西) 0.3035 (蒙东)	领跑者、低价光伏按 1500 小时，常规光伏按 250 小时按基准价(竞价)结算，超出部分参与市场化交易	—

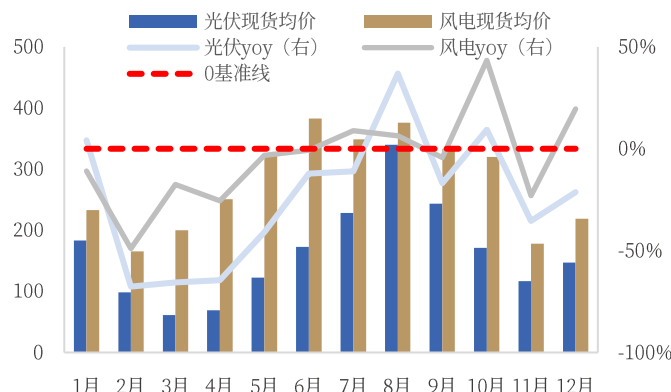
资料来源：智汇光伏、中国银河证券研究院

图40：山西省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)



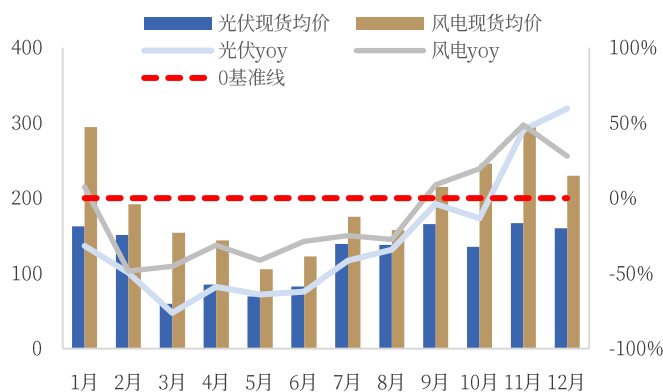
资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图41：山东省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)



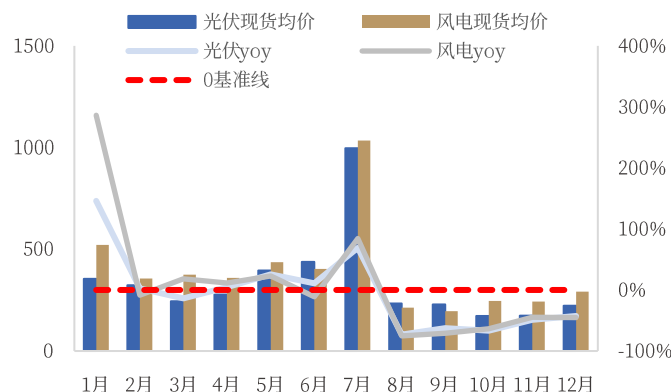
资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图42：甘肃省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)



资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

图43：蒙西光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)

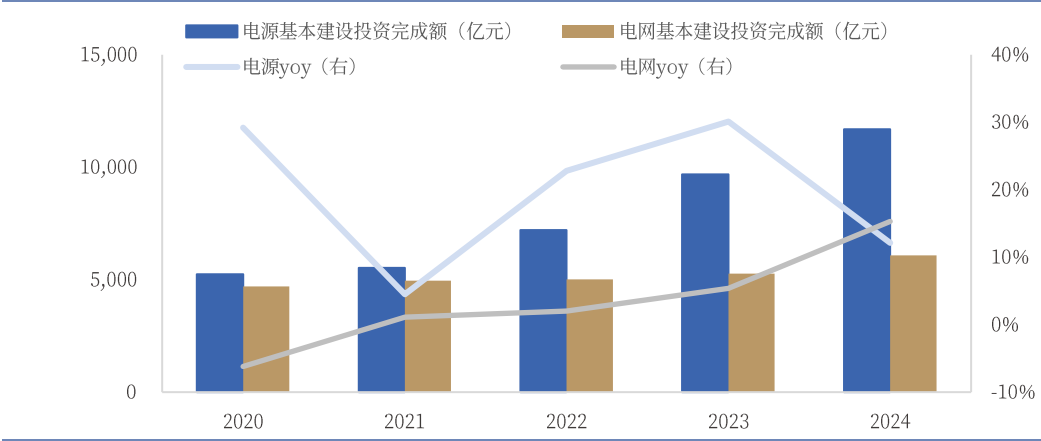


资料来源：兰木达电力现货、中国银河证券研究院

2024 年以来绿电板块利好因素不断累积，行业拐点渐行渐近。

针对消纳压力，边际改善一：电网建设提速有利于从基础设施层面缓解新能源的消纳压力。2024 年，电网投资额同比增速达到 15.3%，超过电源侧的 12.1%，为 2020 年以来首次反转。以与新能源外送密切相关的特高压，尤其是直流特高压为例，2021-2024 年，共计投运 4 条直流特高压，但其中仅陕北-湖北以送出新能源为主，其余 3 条均以水电送出为主。根据当前项目建设进度，我们预计 2025-2026 年将迎来直流特高压的密集投运期，有望缓解我国新能源发展的区域供需矛盾。基于此，我们认为新能源消纳的硬件条件有望步入改善通道。

图44：电网投资增速 vs 电源投资增速



资料来源：Wind、国家能源局、中国银河证券研究院

表8：十四五以来特高压项目进展梳理

类型	项目名称	开工日期	投运日期
直流	雅中-江西	2019 年 9 月	2021 年 6 月
	陕北-湖北	2020 年 2 月	2022 年 4 月
	白鹤滩-江苏	2020 年 12 月	2022 年 7 月
	白鹤滩-浙江	2021 年 10 月	2023 年 6 月
	金上-湖北	2023 年 2 月	2025
	陇东-山东	2023 年 3 月	2025
	宁夏-湖南	2023 年 6 月	2025
	哈密-重庆	2023 年 8 月	2025
	陕北-安徽	2024 年 6 月	2026
	甘肃-浙江	2024 年 7 月	2026
	南疆-川渝	2024 年 9 月	2026
交流	南昌-长沙	2021 年 2 月	2021 年 12 月
	荆门-武汉	2021 年 3 月	2022 年 12 月
	南阳-荆门-长沙	2021 年 6 月	2022 年 10 月
	福州-厦门	2022 年 3 月	2023 年 12 月
	驻马店-武汉	2022 年 3 月	2023 年 11 月
	张北-胜利（锡盟）	2023 年 7 月	2024 年 10 月
	川渝	2022 年 9 月	2024 年 12 月
	武汉-南昌	2022 年 9 月	2024 年 11 月
	大同-天津南	-	
	蒙西-京津冀	-	

资料来源：风芒能源、中国银河证券研究院

注：在建特高压项目的投运日期为我们根据历史项目的建设周期推算得出。

针对消纳压力，边际改善二：容量电价、辅助服务政策的出台有助于充分调动灵活性资源的积极性，增加电力系统调节能力。此前以电能量价值为主的单一电力商品价值体系使得火电企业以多发电为目标，但随着容量电价、辅助服务政策的出台，火电的可靠性价值和调节性价值逐渐得到认可，且该部分收益稳定性更强，由此驱动火电从主力电源向调节电源转变。此外，对于储能、可控负荷、虚拟电厂等新型的电力市场参与主体，辅助服务细则的完善有利于其商业模式的跑通，从而激发其建设积极性。以上两点均有利于我国电力系统调节能力的提升，帮助打开新能源消纳空间。

图45：近期与容量电价、辅助服务相关的政策文件梳理

2023年11月8日《关于建立煤电容量电价机制的通知》

- 用于计算容量电价的煤电机组固定成本：实行全国统一标准，为每年每千瓦330元。
- 通过容量电价回收的固定成本比例：2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

2024年2月7日《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》

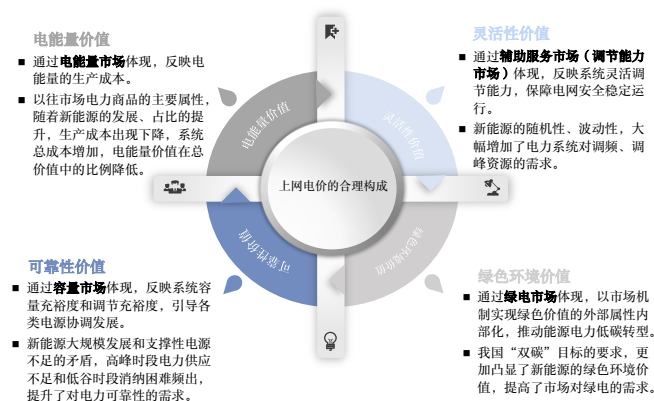
- 价格限制：调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。
- 费用传导机制：电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用；电力现货市场连续运行的地区，符合要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。

2024年10月8日《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》

- 辅助服务市场中的经营主体：主要包括火电、水电、储能、虚拟电厂等。
- 辅助服务品种：从功能上可以分为有功控制服务（调峰（仅限于现货市场未连续运行地区）、调频、备用、爬坡等）、无功控制服务（自动电压控制（AVC）、调相等）和事故处置类服务（黑启动、转动惯量、切机、切负荷等）。
- 辅助服务的价格确定机制、费用传导机制和《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》基本保持一致。

资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

图46：电力商品价值逐渐多维化



资料来源：北京电力交易中心、中国银河证券研究院

针对电价下行，边际改善一：全国范围内新能源可持续发展价格结算机制确立，稳定新能源项目收益预期。2025年2月9日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》。《通知》提出新能源原则上要全部进入市场，入市节奏有所加快，但考虑到市场此前对于新能源入市已有较为明确的预期，我们认为影响相对有限。更重要的是，《通知》提出了机制电量/电价的概念，可理解为中国版本的差价合约（CfD），即新能源上网电量中的机制电量部分，对比市场交易均价和机制电价进行多退少补，差额纳入当地系统运行费用。针对2025年6月1日以前投产的存量项目，《通知》明确机制电量、机制电价、执行期限均延续当前保障性政策的相关规定；针对2025年6月1日起投产的增量项目，机制电量占比由各地自行确定，但要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动，机制电价则通过新能源项目竞价形成，竞价时按报价从低到高确定入选项目，但机制电价按入选项目最高报价确定，执行期限按同类项目回收初始投资的平均期限确定。我们认为此次政策的出台有助于稳定新能源在入市过程中的收益预期，有望修正市场此前对于新能源电价走势的悲观预期。

图47：《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》要点梳理

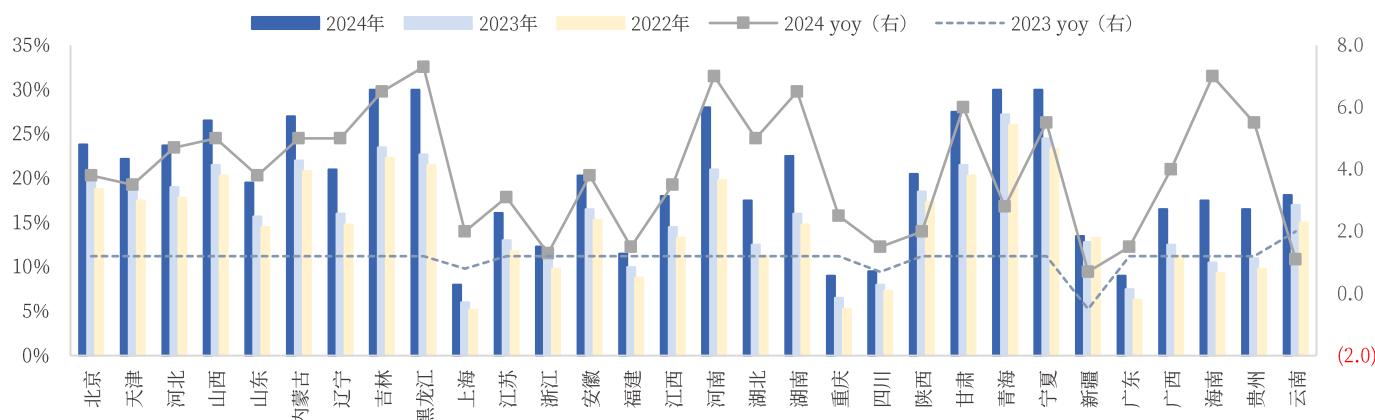
《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》政策总体要求				
• 新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。 • 新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用。 • 电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。				
项目分类	纳入机制的电量规模	机制电价	执行期限	其他
2025年6月1日以前投产的存量项目	• 衔接现行具有保障性性质的相关电量规模政策 • 在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年	按现行价格政策执行， 不高于当地煤电基准价	按照现行相关政策保障期限确定	• 纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。 • 已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。
2025年6月1日以后投产的增量项目	每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。通知实施后 第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。	• 由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成 • 竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定 • 设置竞价上限、下限	按照 同类项目回收初始投资的平均期限 确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定	• 各地要在2025年底前出台并实施具体方案。

资料来源：国家发改委、中国银河证券研究院

针对电价下行，边际改善二：节能降碳政策频出，绿电环境价值持续兑现。

➤ **2024 年非水电消纳责任权重明显上调，且消纳责任权重向重点用能单位分解，有利于激发用户侧消费绿电的积极性。**2024 年 5 月 29 日，国务院印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》，规划到 2025 年底，全国非化石能源发电量占比达到 39%左右，而 2024 年我国非火电发电量占比约为 33%，距离完成目标仍存 6pct 左右的提升空间。此外，《方案》也对高耗能项目的非化石能源消费比例进行了规定，即“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于 20%，鼓励地方结合实际提高比例要求。随后在 2024 年 8 月 2 日，国家发改委、国家能源局印发《关于 2024 年可再生能源电力消纳责任权重及有关工作的通知》，《通知》对各省/区 2024 年非水电消纳责任权重进行了明显上调，上调幅度在 0.7~7.3pct，明显高于 2023 年的-0.5~2.0pct；且首次将消纳责任权重向高耗能企业进行分解，各地电解铝企业 2024 年绿电消费比例在 21%~70%。我们认为上述政策一方面提高了强制消费绿电的比例，另一方面也更利于压实主体责任，引导用户侧重视绿电消费。

图48：2022-2024 年非水电消纳责任权重及同比变化 (pct)



资料来源：国家发改委、国家能源局、中国银河证券研究院

- **碳配额收紧叠加碳市场扩容催化碳价上涨。**目前，我国强制碳市场仅纳入发电行业，每个履约周期碳配额呈现收紧态势。以 300MW 等级以上常规燃煤机组为例，2021/2022 年的配额分配基准值分别为 0.8218/0.8177，年均下降 0.5%；而 2023/2024 年的基准值分别为 0.7950/0.7910，2023 年同比口径下（计算方法和管控范围变化导致基准值不具有直接可比性）下降 1% 左右，降幅有所扩大，2024 年较 2023 年继续保持 0.5% 的下降幅度。此外，基于发电行业纳入碳市场的经验积累，2024 年 9 月 9 日，生态环境部发布《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，明确 2024 年为水泥、钢铁、电解铝行业首个管控年度，2025 年底前完成首次履约工作；预计新增重点排放单位约 1500 家，覆盖排放量新增约 30 亿吨。对比来看，前两个履约周期共纳入重点排放单位 2162/2257 家，年覆盖 CO₂ 排放量约 45 亿吨/超 50 亿吨，此次扩容有望带动我国碳市场规模显著扩大。随着碳配额收紧和碳市场扩容，我们预计碳价中枢将进入上行通道。2024 年内，全国碳市场碳排放配额收盘价一度突破 100 元/吨，我们认为或受年末配额履约的影响，但即使最高价相比较为成熟的欧盟市场目前 78.94 欧元/吨的价格仍存在较大差距，未来或仍有较大上涨空间。

图49：全国碳市场碳排放配额(CEA):收盘价 (元/吨)



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图50：欧盟碳价 (欧元/吨)

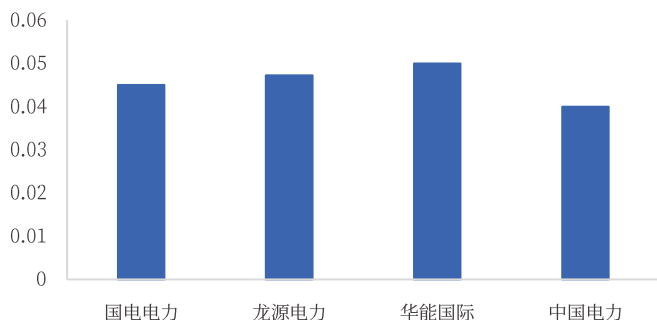


资料来源：Trading Economics、中国银河证券研究院

- **电碳市场衔接加强的趋势下，碳价上涨有力支撑绿电溢价走阔，对冲电价下行压力。**目前，上海、北京、天津等地均已认可外购绿电的排放因子为 0，增加绿电消费比例有利于降低控排企业的碳排放，因此，碳价上涨将有力支撑绿电溢价走阔，而绿电环境价值的兑现有望对冲电价下行的压力。从绿电上市公司的交易结果来看，24H1 绿电溢价普遍在 4-5 分/千瓦时；而从各省 2025 年电力交易结果来看，绿电较燃煤发电基准价的溢价在 3-5 分/

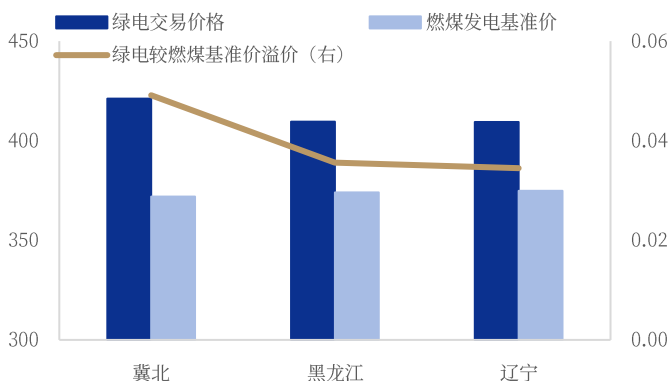
千瓦时；环境价值有待未来进一步释放。

图51：主要绿电企业/火转绿企业绿电交易溢价（元/千瓦时）



资料来源：相关公司公告、中国银河证券研究院

图52：25年部分省份绿电交易溢价情况(左, 元/MWh; 右, 元/kWh)



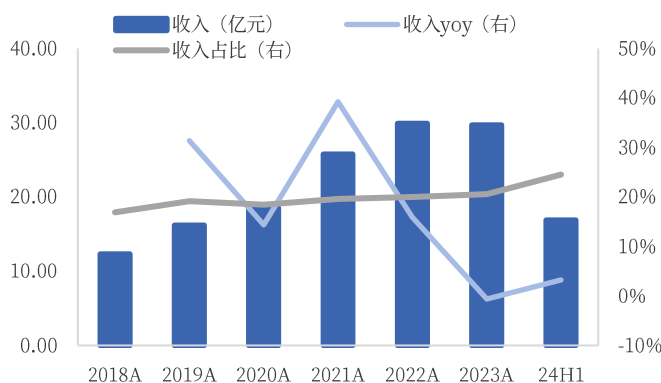
资料来源：爬合科技、中国银河证券研究院

（二）装机增长的同时受益于火电资产良好的现金流和调峰能力

1. 项目储备丰富支撑装机容量增长

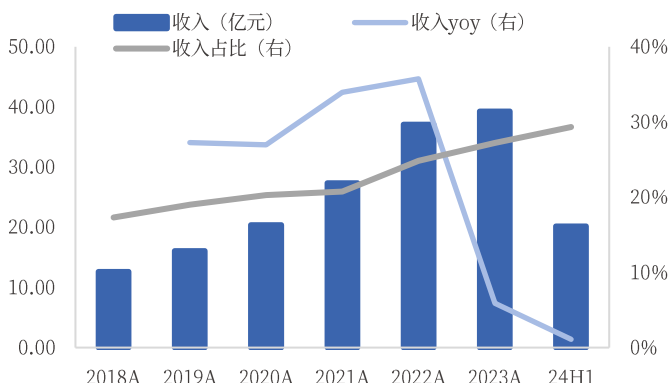
过去五年公司风光发电收入高增，当前收入贡献度达到50%左右。2018-2023年，公司风电收入从12.33亿元增长至29.70亿元，五年复合增速19%；光伏发电收入从12.63亿元增长至39.31亿元，五年复合增速25%。风光发电收入的高增速也带动其对公司总收入的贡献度由2018年的34%上升至2023年的48%。24H1，公司风电、光伏发电业务分别实现收入16.88、20.20亿元，同比增长3.24%、1.10%，占总收入的比例为25%、29%，合计占比已超过50%。

图53：公司风电业务收入、同比增速、收入占比



资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

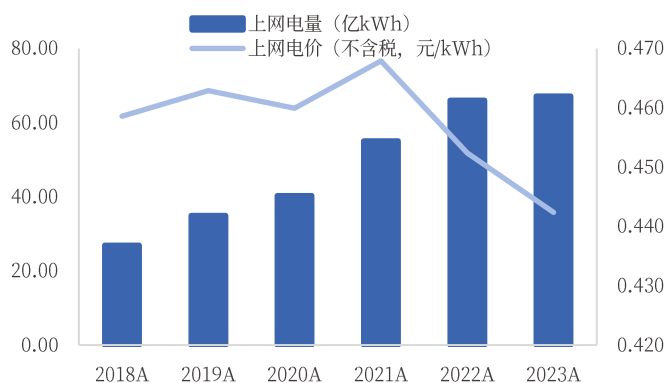
图54：公司光伏发电业务收入、同比增速、收入占比



资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

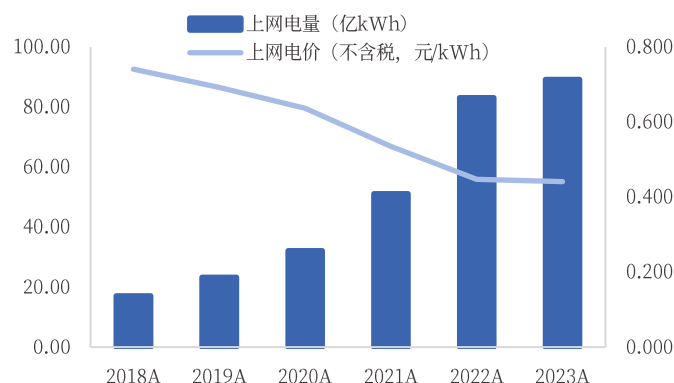
上网电价下行趋势下，电量增长成为收入增长的核心驱动力。2018-2023年，公司风电上网电量从26.89亿千瓦时增加至67.14亿千瓦时，五年复合增速20%；同期上网电价从0.459元/千瓦时小幅下降至0.442元/千瓦时，复合增速-1%。2018-2023年，公司光伏发电上网电量从17.06亿千瓦时增加至89.13亿千瓦时，五年复合增速39%；同期上网电价从0.741元/千瓦时下降至0.441元/千瓦时，复合增速-40%。公司光伏发电上网电价降幅较大主要是因为同期新增装机规模较大，平价项目拉低了整体上网电价。

图55：公司风电上网电量&上网电价（右）



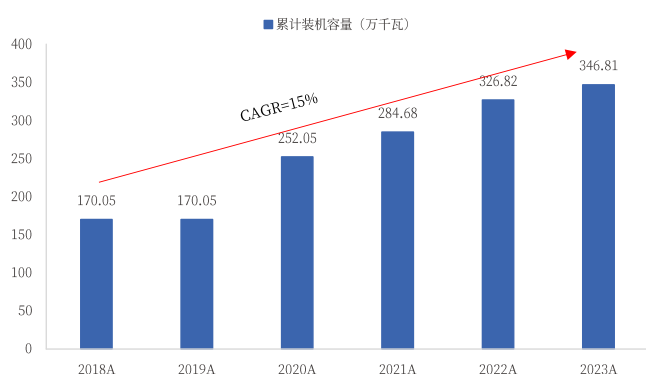
资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图56：公司光伏上网电量&上网电价（右）



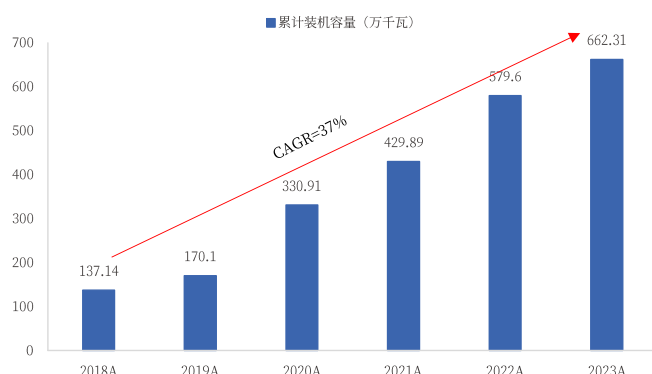
资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图57：公司风电累计装机容量



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图58：公司光伏累计装机容量



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

项目储备丰富支撑公司装机容量增长。截至 2023 年末，公司累计装机规模为 1342.12 万千瓦，从装机结构来看，公司火电装机规模自 2019 年开始维持 330 万千瓦不变，预计未来新增装机将主要由风电、光伏发电等清洁能源贡献。据我们不完全统计，目前公司有潍坊风光储多能互补基地项目、白城吉西鲁固直流风光热外送一体化项目等多个在建、拟建项目，合计装机容量 464.47 万千瓦，其中风电 247.47 万千瓦、光伏 212 万千瓦，光热 5 万千瓦，为未来装机增长提供支撑。

表9：公司在建&拟建新能源项目梳理

项目名称	项目类型	装机容量 (MW)	项目进度
梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目（风电部分）	风电	400	2024 年 12 月公告
河北省张家口市怀安县 200 兆瓦风光储一体化项目	风电、光伏	风电 100、光伏 100	2024 年 12 月公告
山东潍坊风光储多能互补试点项目首批四期 450 兆瓦光伏项目	光伏	450	2024 年 10 月公告
盐城吉电绿氢制储运加用一体化（一期）示范项目	光伏	200	2024 年 8 月公告
山东潍坊风光储多能互补试点项目首批三期 420 兆瓦光伏项目	光伏	420	2024 年 5 月公告
山东潍坊风光储多能互补试点项目首批二期 250 兆瓦风电项目	风电	250	2024 年 4 月公告
广西邕宁百济新平 200 兆瓦风电项目	风电	200	2024 年 1 月公告
广西邕宁那楼 200 兆瓦风电项目	风电	200	2024 年 1 月公告
山东潍坊风光储多能互补试点项目首批第一期 200 兆瓦光伏项目	光伏	200	99.99%
南宁邕宁光伏项目二期*	光伏	150	100%
南宁邕宁光伏项目一期*	光伏	150	100%
白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目（年产 500 万 kWh 铅碳电池和年处理 20 万吨废旧铅蓄电池综合利用配套	风电	100	64%

100MW 风电项目)*			
扶余市三井子风电场五期 100MW 风电项目*	风电	100	95%
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目*	风电、光伏	风电 700、光伏 100	20.83%
吉林长岭 10 万千瓦风电项目*	风电	100	
吉西基地鲁固直流风光热外送项目	风电、光伏、光热	风电 200、光伏 100、 光热 50	风电 200MW 项目 57.49%； 光热 100MW 项目 8.77%
肥西县冠阳新能源有限公司 150MW 渔光互补光伏电站项目	光伏	150	100%
广西田东 100MW 光伏项目	光伏	100	100%
讷河市威天新能源 124.7MW 风电项目	风电	124.7	100%
新能源合计		4644.7	

资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：项目进度一列所列百分数为截至 24H1 末，项目的工程进度。

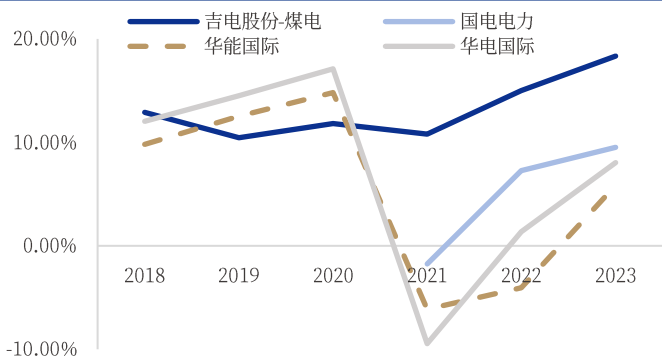
注：标*为定增募投项目。

2. 火电资产良好的现金流和调峰能力赋能新能源业务发展

相比纯粹的新能源企业，我们认为火风光一体化的业务格局将助力公司从协同效应中获益，具体表现为：1) 火电业务的良好现金流部分支撑新能源业务的高资本开支；2) 火电机组较强的调峰能力部分对冲新能源机组需分摊的辅助服务费用。

公司拥有 330 万千瓦火电资产，盈利能力领先同行。自 2019 年以来，公司火电装机容量维持在 330 万千瓦。由于公司的火电机组均为热电联产机组，所以收入包括发电和供热两部分。2023 年，公司火电业务贡献收入 48.38 亿元，热力业务贡献收入 10.57 亿元，合计占总收入的 41%。公司火电业务盈利能力较好，毛利率领先行业头部企业，我们认为这主要得益于公司向国电投体系内公司采购煤炭，且以长协煤为主（90%左右），有助于公司节约燃料成本。2023 年，公司与国电投体系内公司发生的燃料采购费用为 24.81 亿元，占同期煤电、热力产品燃料费用的 68%。

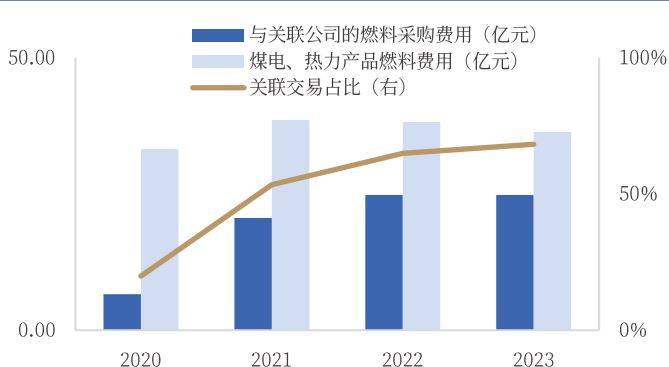
图59：公司燃煤发电业务（不含供热）毛利率领先同行



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

注：国电电力为火电业务毛利率，华能国际 2021 年及以前为火电业务数据，2022-2023 年为煤电业务数据。

图60：公司煤炭多采购自关联公司

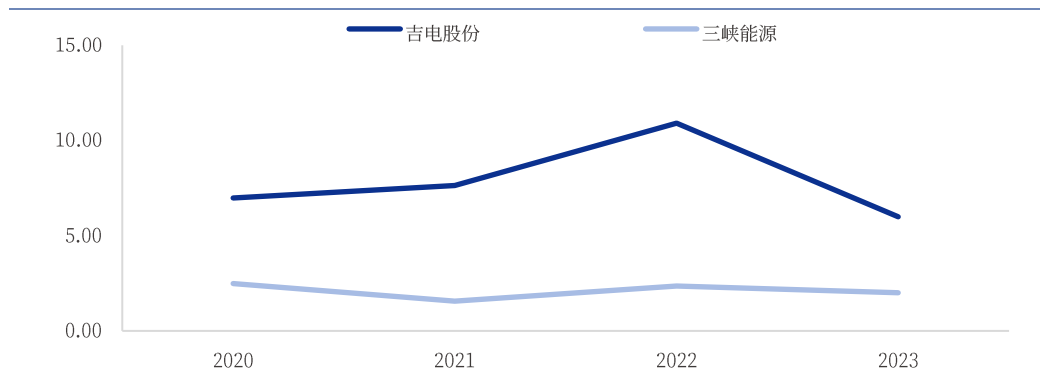


资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：关联公司主要包括内蒙古电投能源股份有限公司、内蒙古白音华露天煤矿有限公司、国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司露天矿等。

火电机组盈利稳定性提升，同时现金流较好，有望为公司发展新能源业务提供后备支持。一方面，容量电价政策的出台使得火电机组的固定成本得以部分回收，弱化了火电机组受煤炭价格波动的影响，未来盈利稳定性将有所增强。另一方面，与新能源相比，火电业务不涉及电价补贴，现金流回收较为顺畅，2021-2022 年尽管火电企业出现大面积亏损，但经营性现金流表现不俗。综合以上两点，我们认为公司火电业务的稳定盈利和良好现金流将为新能源业务的大额资本开支提供支撑。

图61: 吉电股份现金回收情况优于纯粹的新能源企业（以三峡能源为例）



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

注: 图中数据为 OCF/归母净利润。

东北地区煤电多为热电联产机组，以热定电运行模式下调峰能力偏弱。煤电机组主要包括纯凝机组和热电联产机组两类，其中前者的调峰幅度（机组最大和最小出力之差）相对较大，后者受以热定电影响，供暖季负荷较难降低，调峰能力不足。而公司火电资产所在的吉林省，冬季气候寒冷，采暖需求旺盛，导致调峰资源相对稀缺。

调峰资源稀缺性使得东北地区调峰服务市场规模较大。根据国家能源局东北监管局发布的《东北电力辅助服务市场运营规则》，在供热期，当火电机组的负荷降低 40%-48%（纯凝机组）或 50%（热电联产机组）时，可获得最高 0.4 元/kWh 的调峰补偿。相比之下，南方区域火电机组负荷降至 40%-50%时，调峰补偿仅为 0.050-0.099 元/kWh。调峰资源的稀缺性催生了较高的调峰补偿标准，使得东北地区调峰服务市场规模较大。2019H1，东北地区的电力辅助服务费用为 24.93 亿元，位列全国第二，且其中 98%由调峰服务产生。

表10: 东北地区调峰补偿标准（2020 版）

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
非供热期	第一档	纯凝火电机组	40%<负荷率≤50%	0	0.4
		热电机组	40%<负荷率≤48%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.4	1
供热期	第一档	纯凝火电机组	40%<负荷率≤48%	0	0.4
		热电机组	40%<负荷率≤50%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.4	1

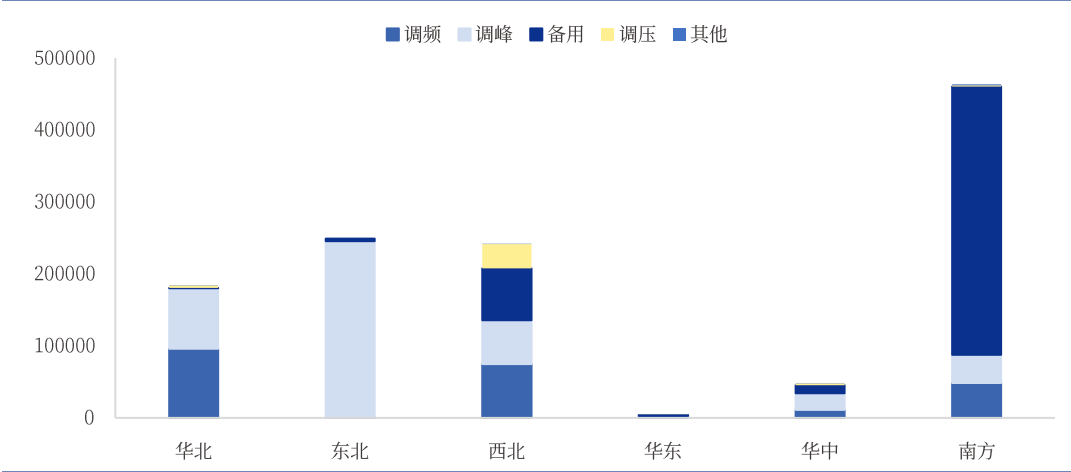
资料来源: 国家能源局东北监管局、中国银河证券研究院

表11: 南方区域调峰补偿标准（2022 版）（元/kWh）

出力/额定容量	广东	广西	云南	贵州	海南
40-50%	0.099	0.050	0.083	0.081	0.074
30-40%	0.792	0.396	0.662	0.648	0.595
30%以下	1.188	0.594	0.9936	0.972	0.8928

资料来源: 国家能源局南方监管局、中国银河证券研究院

图62：2019H1 不同地区电力辅助服务费用（万元）



资料来源：国家能源局、中国银河证券研究院

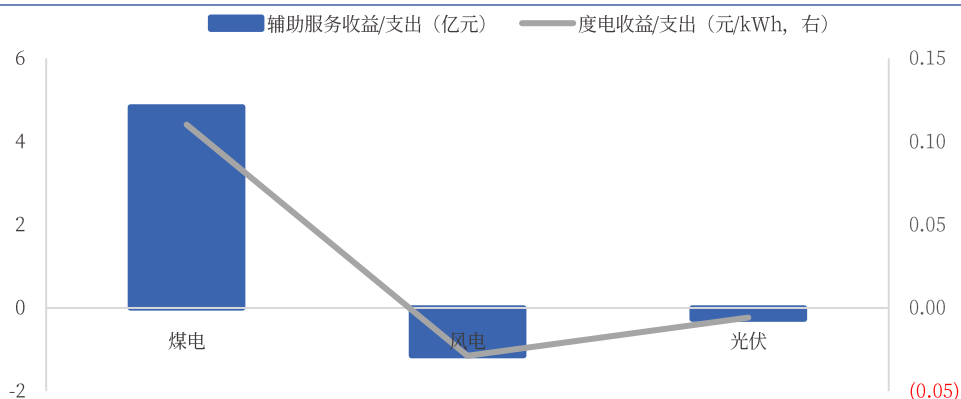
辅助服务新规下东北地区调峰补偿有所降低，但随着新能源装机规模持续扩大，预计调峰辅助服务总规模有望继续扩大。2024 年 2 月，国家发改委和能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，明确“调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价”。基于此，东北地区对于 2020 版本的调峰补偿标准进行了修订，新标准分为三档，通过提高最低负荷率要求达到降低调峰补偿的目的。以第一档&热电机组为例，供热期在同样的补偿标准下（即 0-0.4 元/kWh），2020 版本要求的负荷率区间为 40%-50%，2024 版本为 35%-50%。尽管 2024 版调峰补偿标准有所下调，但考虑到新能源装机持续增长将促使调峰需求扩张，我们预计新政策对于调峰辅助服务市场的总规模影响较为有限。具体到公司而言，24H1，公司煤电辅助服务收益为 4.83 亿元，对应度电 0.110 元，风电、光伏的辅助服务支出分别为 1.15、0.27 亿元，对应度电 0.029、0.006 元；可见公司煤电机组较强的调节能力为公司赚取了较为丰厚的辅助服务收益，在很大程度上对冲了新能源需承担辅助服务支出的不利影响。

表12：东北地区调峰补偿标准（2024 年修订稿）

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限（元/kWh）	报价上限（元/kWh）
非供热期	第一档	纯凝机组	35%<负荷率≤50%	0	0.4
		热电机组	35%<负荷率≤48%		
	第二档	全部火电机组	25%<负荷率≤35%	0.4	0.7
	第三档	全部火电机组	负荷率≤25%	0.7	1
供热期	第一档	纯凝机组	35%<负荷率≤48%	0	0.4
		热电机组	35%<负荷率≤50%		
	第二档	全部火电机组	25%<负荷率≤35%	0.4	0.7
	第三档	全部火电机组	负荷率≤25%	0.7	1

资料来源：爬合科技、中国银河证券研究院

图63： 公司不同电源辅助服务收益/支出情况

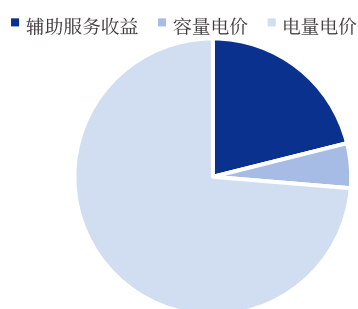


资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：正值表示收益，负值表示支出。度电收益/支出=辅助服务收益/支出与上网电量的比值。

展望未来，公司仍有 2*66 万千瓦煤电机组在 26 年以后投运，为公司贡献稳定盈利。2024 年 12 月，公司公告全资子公司白城吉电瀚海发电有限公司取得 2×660WM 保供煤电项目核准，建设期限 28 个月，以此推算，预计将在 27 年投入运行。考虑到东北地区煤电机组转型走在全国前列（24H1，公司煤电综合上网电价中，辅助服务收益贡献 21%、容量电价贡献 5%，相比之下，全国性火电企业国电电力上述两项指标仅分别为 1%、4%），我们预计未来在容量电价、辅助服务收益的双重加持下，公司存量、增量火电机组均具备较好的盈利水平以及较强的盈利稳定性。

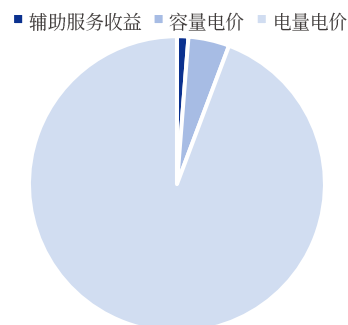
图64： 24H1 吉电股份煤电上网电价（不含税）构成



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：容量电价为基于吉林省 100 元/kW/年的容量电价和公司煤电机组 24H1 实际利用小时数测算得到；但考虑公司机组供热期出力受影响，上述测算存在偏高的可能性。

图65： 24H1 国电电力煤电上网电价（不含税）构成



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：我们采用 100 元/kW/年的容量电价进行计算，但考虑到部分地区容量电价高于 100，且国电电力资产布局全国，预计容量电价的测算存在偏低可能性。

四、盈利预测与估值

（一）盈利预测

（1）燃煤发电业务：我们预计 24-26 年公司煤电装机规模将保持在 330 万千瓦（新核准的 2*66 万千瓦煤电机组预计将在 26 年以后投运），利用小时数随吉林省新能源发电占比提升将有所下降。得益于辅助服务收益，公司 24H1 上网电价处于较高水平，我们预计 24 年全年上网电价同比或实现小幅上涨，25 年综合考虑电量电价下降、利用小时数下降带来度电容量电价提升、以及辅助服务收益的贡献，预计公司上网电价仅小幅下降，并于 26 年维持相对稳定。成本方面，我们预计 24、25 年煤炭价格有望继续保持下行，并于 26 年企稳；但考虑到公司长协煤比例较高（~90%），预计燃料成本下降相对有限。电价和煤价双重作用下，预计公司 24-26 年毛利率分别为 23.09%、24.19%、24.63%。

新能源发电业务方面，基于对公司储备项目的梳理，我们预计公司 24-26 年新增装机分别为 120、240、160 万千瓦，其中风电：光伏约为 6:4。

（2）风电业务：我们预计公司 24-26 年风电新增装机 70、140、95 万千瓦，24、25 年利用小时数呈下降态势，随电力系统对新能源的消纳能力提升，26 年有望企稳，上网电价随新能源入市比例提升而下降。此外，预计风电项目投资成本下降对盈利能力有一定正向贡献。综合来看，预计 24-26 年公司风电业务毛利率分别为 49.28%、47.99%、48.94%。

（3）光伏发电业务：我们预计公司 24-26 年光伏发电新增装机 50、100、65 万千瓦，24、25 年利用小时数呈下降态势，随电力系统对新能源的消纳能力提升，26 年有望企稳，上网电价随新能源入市比例提升而下降。此外，预计光伏项目投资成本下降对盈利能力有一定正向贡献。综合来看，预计 24-26 年公司光伏发电业务毛利率分别为 42.02%、39.43%、39.47%。

（4）供热业务：公司主要面向吉林省内的吉林市、四平市等居民和工业供热企业提供热源，其中，居民供热业务相对稳定，21-23 年实现收入 7.61、8.62、8.48 亿元；工业供热业务近年来或因煤价高企有所收缩，21-23 年实现收入 5.57、2.70、2.09 亿元。24H1，公司实现热力销售量 1823.62 万吉焦，占 2023 年的 67%，新用户开拓取得进展，假设 24-26 年热力销售量同比增长 25%、15%、10%；供热单价基本呈稳定趋势；成本端，预计煤价小幅下行，且热量增加后，供热业务单位固定成本将有所摊薄，综合来看，24-26 年毛利率分别为 -37.30%、-36.42%、-35.55%。

（5）氢能业务：公司大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目预计 2025 年中具备试生产条件，对应产能 18 万吨，考虑产能调试、爬坡后，我们假设 25、26 年销量分别为 4.5、9.0 万吨。目前绿氨的销售价格尚未有广泛的参考依据，我们保守假设公司绿氨销售价格相较东北地区合成氨最近五年平均价格 3115 元/吨（不含税）溢价 30%，达到 4049.50 元/吨（仍显著低于 2024 年 7 月德国政府绿氨招标价格 6413.71 元/吨）。对于绿氨生产成本，参考前文测算，我们假设中枢在 3000 元/吨，从而得到公司 25-26 年氢能业务的毛利率为 25.92%。

（6）其他业务：24H1，公司其他业务实现收入 1.57 亿元，同比降幅超过 80%，主要受业务结构调整影响，未来预计保持相对稳定。我们假设 24-26 年该项业务收入同比增速分别为 -80.00%、10.00%、10.00%，毛利率维持在 8% 左右。

基于以上假设，我们预计 2024-2026 年公司实现营业收入 135.52、148.82、164.49 亿元，同比增长 -6.17%、9.81%、10.53%；归母净利润 11.50、13.09、15.83 亿元，同比增长 26.64%、13.75%、20.99%。公司定增已落地，我们计算最新股本对应的 2024-2026 年 EPS 分别为 0.32、0.36、0.44 元/股，对应 PE 分别为 16.14x、14.19x、11.73x；BPS 分别为 4.65、4.90、5.21 元/股，对应 PB

分别为 1.10x、1.05x、0.98x。

表13：公司收入、成本拆分及预测

业务	项目	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
煤电	累计装机容量（万千瓦）	330	330	330	330	330
	利用小时数（h）	3820	3849	3500	3450	3400
	上网电量（亿 kWh）	110.45	110.13	101.85	100.03	98.28
	上网电价（不含税，元/kWh）	0.426	0.439	0.444	0.439	0.439
	收入（亿元）	47.10	48.38	45.19	43.94	43.17
	YoY	10.33%	2.70%	-6.59%	-2.76%	-1.75%
	毛利率	15.01%	18.34%	23.09%	24.19%	24.63%
风电	累计装机容量（万千瓦）	327	347	417	557	652
	利用小时数（h）	2075	2080	2060	2050	2050
	上网电量（亿 kWh）	66.06	67.14	77.08	97.80	121.41
	上网电价（不含税，元/kWh）	0.452	0.442	0.427	0.417	0.412
	收入（亿元）	29.88	29.70	32.94	40.82	50.06
	YoY	15.89%	-0.62%	10.91%	23.91%	22.65%
	毛利率	52.77%	50.32%	49.28%	47.99%	48.94%
光伏发电	累计装机容量（万千瓦）	580	662	712	812	877
	利用小时数（h）	1501	1460	1450	1440	1440
	上网电量（亿 kWh）	83.07	89.13	98.66	108.67	120.44
	上网电价（不含税，元/kWh）	0.447	0.441	0.411	0.396	0.386
	收入（亿元）	37.12	39.31	40.55	43.04	46.49
	YoY	35.74%	5.90%	3.17%	6.13%	8.02%
	毛利率	47.66%	44.42%	42.02%	39.43%	39.47%
供热	热力销售量（万吉焦）	2976.54	2737.88	3422.35	3935.70	4329.27
	单价（元/吉焦）	38.01	38.60	39.57	39.57	39.57
	收入（亿元）	11.31	10.57	13.54	15.57	17.13
	YoY	-14.11%	-6.59%	28.13%	15.00%	10.00%
	毛利率	-48.34%	-50.92%	-37.30%	-36.42%	-35.55%
氢能	销量（万吨）				4.5	9.0
	绿氨价格（元/吨）				4049.50	4049.50
	收入（亿元）				1.82	3.64
	单位成本（元/吨）				3000.00	3000.00
	毛利率				25.92%	25.92%
其他	收入（亿元）	24.13	16.47	3.29	3.62	3.99
	YoY	5.93%	-31.73%	-80.00%	10.00%	10.00%
	毛利率	2.94%	7.87%	8.00%	8.00%	8.00%
合计	收入（亿元）	149.55	144.43	135.52	148.82	164.49
	YoY	13.49%	-3.42%	-6.17%	9.81%	10.53%
	成本（亿元）	113.78	107.23	96.60	106.54	115.82
	毛利（亿元）	35.77	37.19	38.92	42.28	48.66
	毛利率	23.92%	25.75%	28.72%	28.41%	29.58%

资料来源：公司公告、Wind、中国银河证券研究院

（二）相对估值

我们采用 PB 倍数法进行相对估值。选取主营业务为新能源发电的三峡能源、龙源电力、节能风电，以及主营业务为火电+绿电的中国电力作为可比公司，可比公司 2025 年 Wind 一致预期 PB 为 1.16x，高于公司的 1.05x；在此基础上，考虑到公司前瞻性布局氢能业务，我们认为有望享受一定估值溢价。

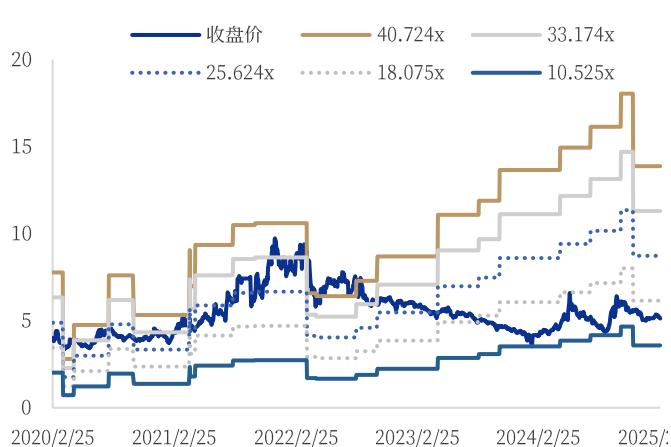
表14：可比公司 PB 估值表（截至 2025 年 2 月 25 日）

代码	简称	股价	BPS				PB			
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
600905.SH	三峡能源	4.23	2.88	3.07	3.27	3.51	1.47	1.38	1.29	1.20
001289.SZ	龙源电力	16.51	8.24	9.04	9.68	10.38	2.00	1.83	1.70	1.59
601016.SH	节能风电	2.97	2.54	2.75	2.93	3.12	1.17	1.08	1.02	0.95
2380.HK	中国电力	2.97	4.78	4.35	4.70	5.09	0.62	0.68	0.63	0.58
	平均值						1.31	1.24	1.16	1.08
000875.SZ	吉电股份	5.12	3.25	4.65	4.90	5.21	1.57	1.10	1.05	0.98

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

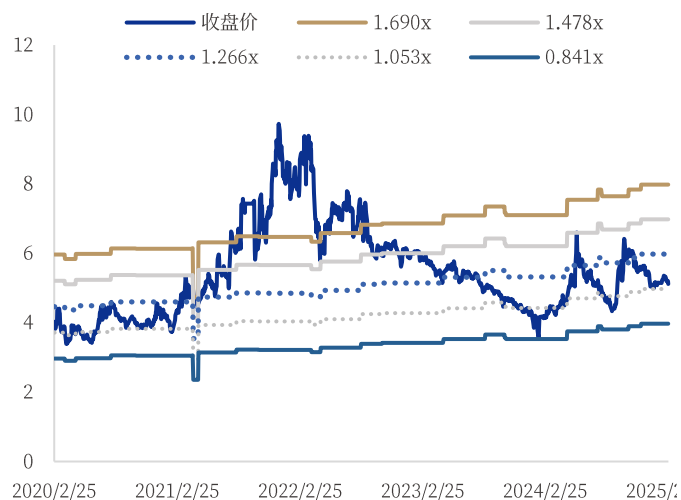
公司估值水平处于历史较低水平。截至 2025 年 2 月 25 日，公司 PE 为 15.02x，远低于近五年平均水平 25.67x；公司 PB 为 1.08x，低于近五年平均水平 1.38x。

图66：公司 PE 走势图



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图67：公司 PB 走势图



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

（三）绝对估值

我们采用三阶段 DCF 法进行绝对估值。第一阶段为 2024-2026 年，参照本节及附录中盈利预测；第二阶段为 2027-2031 年，我们假设过渡期增长率为 7.5%；第三阶段为 2031 年以后，我们假设永续增长率为 1.5%。我们对永续增长率和贴现率两个参数进行敏感性分析，在二者正负波动 0.05% 的情况下，公司合理每股价值区间为 5.01-7.55 元，中枢值为 6.21 元，对应市值 182-274 亿元，中枢值 225 亿元。

表15：基本假设及关键参数

估值假设	参数设置
预测期年数	3
过渡期年数	5
过渡期增长率	7.5%

永续增长率	1.5%
贝塔值 (β)	0.91
无风险利率 (R_f)	1.65%
市场预期收益率 (R_m)	5.0%
有效税率 (T)	15.65%
债务资本成本 K_d	3.38%
债务资本成本比重 W_d	73.61%
股权资本成本 K_e	4.70%
加权平均资本成本 WACC	3.34%

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

表16: 绝对估值敏感性分析

目标价		折现率						
		3.19%	3.24%	3.29%	3.34%	3.39%	3.44%	3.49%
永续 增长 率	1.35%	6.43	5.78	5.15	4.56	3.99	3.45	2.94
	1.40%	7.05	6.36	5.70	5.08	4.49	3.92	3.39
	1.45%	7.71	6.98	6.28	5.63	5.01	4.42	3.86
	1.50%	8.40	7.63	6.90	6.21	5.56	4.94	4.35
	1.55%	9.14	8.32	7.55	6.82	6.13	5.48	4.87
	1.60%	9.92	9.05	8.24	7.47	6.74	6.06	5.41
	1.65%	10.75	9.83	8.97	8.15	7.39	6.67	5.99

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

五、风险提示

新能源装机不及预期的风险。公司未来业绩增量主要来自新能源，如新能源新增装机规模不及预期，将拖累公司业绩增长速度。

新能源上网电价超预期下跌的风险。尽管国家层面已经出台了稳定新能源电价预期相关的政策，但考虑到新能源出力的波动性，以及与负荷曲线天生的错配特征，不排除在装机规模快速增长的过程中因为竞争激烈出现电价的超预期下跌，从而对公司收入产生不利影响。

煤炭价格超预期上涨的风险。公司煤电和供热业务的主要成本项为燃料成本，与煤炭价格关系密切，如煤价出现超预期上涨，或将使得公司该部分业务的盈利能力低于前述预测。

绿氢项目投产节奏、销售价格、生产成本不及预期的风险。氢能业务是继新能源业务之后，公司未来的核心看点，如相关的项目投产节奏慢于预期，或销售价格低于预期、生产成本高于预期，将可能导致该部分业务对公司的盈利贡献低于前述预测。

图表目录

图 1: 公司股权结构 (截至 24Q3 末)	4
图 2: 国电投旗下涉及发电业务的上市公司对比 (单位: 万千瓦)	4
图 3: 公司业务变迁重要节点	5
图 4: 公司装机规模变化 (单位: 万千瓦)	5
图 5: 公司营业收入变动情况	6
图 6: 公司分业务收入情况 (亿元)	6
图 7: 公司分业务毛利率	6
图 8: 公司分业务毛利情况 (亿元)	6
图 9: 公司归母净利润变动情况	7
图 10: 公司毛利率、净利润率、期间费用率	7
图 11: 公司期间费用率表现	7
图 12: 不同类型发电企业应收账款占总资产的比例	8
图 13: 主要绿电企业资产负债率	8
图 14: 公司及可比公司的资金成本水平	8
图 15: 公司及可比公司财务费用率	8
图 16: 代表性发电企业年度现金分红比例	8
图 17: 全球氢需求结构 (按应用场景划分)	10
图 18: 全球氢需求结构 (按地区划分)	10
图 19: 全球氢产量结构 (按技术类型划分)	10
图 20: 不同技术路线的制氢成本 (美元/kg H ₂ , 2023 年)	10
图 21: 全球低排放氢产量——分应用场景 (单位: Mt 氢当量)	11
图 22: 全球低排放氢产量——分技术路线 (单位: Mt)	11
图 23: 欧盟不同类型化肥的消费量	11
图 24: 欧盟不同类型化肥的进口依赖度 (进口量/消费量)	11
图 25: 中期阶段氢基能源长距离管输价格与输送距离的关系图 (元/kg)	12
图 26: 替代燃料船舶在运&订单数量 (截至 2024 年底)	13
图 27: 2030 年不同技术路线下的制氢成本 (美元/kg H ₂)	14
图 28: 碱性电解槽制氢成本拆分	14
图 29: 上海吉远绿色能源有限公司股权结构	16
图 30: 全国各类电源累计装机 (单位: GW)	17
图 31: 全国各类电源新增装机 (单位: GW)	17
图 32: 全国电源累计装机规模预测 (GW)	18
图 33: 我国年太阳总辐射量分布	18
图 34: 我国风能资源分布	18
图 35: 吉林 vs 全国风电利用小时数	18

图 36: 吉林 vs 全国光伏发电利用小时	18
图 37: 吉林省风光累计装机规模及可开发装机容量 (亿千瓦)	19
图 38: 不同省/区风电利用率 (%) 及同比变化 (pct)	19
图 39: 不同省/区光伏利用率 (%) 及同比变化 (pct)	19
图 40: 山西省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	20
图 41: 山东省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	20
图 42: 甘肃省光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	20
图 43: 蒙西光伏、风电 2024 年月度现货均价 (元/MWh)	20
图 44: 电网投资增速 vs 电源投资增速	21
图 45: 近期与容量电价、辅助服务相关的政策文件梳理	22
图 46: 电力商品价值逐渐多维化	22
图 47: 《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》要点梳理	23
图 48: 2022-2024 年非水电消纳责任权重及同比变化 (pct)	24
图 49: 全国碳市场碳排放配额(CEA):收盘价 (元/吨)	24
图 50: 欧盟碳价 (欧元/吨)	24
图 51: 主要绿电企业/火转绿企业绿电交易溢价 (元/千瓦时)	25
图 52: 25 年部分省份绿电交易溢价情况 (左, 元/MWh; 右, 元/kWh)	25
图 53: 公司风电业务收入、同比增速、收入占比	25
图 54: 公司光伏发电业务收入、同比增速、收入占比	25
图 55: 公司风电上网电量&上网电价 (右)	26
图 56: 公司光伏上网电量&上网电价 (右)	26
图 57: 公司风电累计装机容量	26
图 58: 公司光伏累计装机容量	26
图 59: 公司燃煤发电业务 (不含供热) 毛利率领先同行	27
图 60: 公司煤炭多采购自关联公司	27
图 61: 吉电股份现金回收情况优于纯粹的新能源企业 (以三峡能源为例)	28
图 62: 2019H1 不同地区电力辅助服务费用 (万元)	29
图 63: 公司不同电源辅助服务收益/支出情况	30
图 64: 24H1 吉电股份煤电上网电价 (不含税) 构成	30
图 65: 24H1 国电电力煤电上网电价 (不含税) 构成	30
图 66: 公司 PE 走势图	33
图 67: 公司 PB 走势图	33
表 1: 公司定增募投项目	9
表 2: 中日韩三国煤电掺氨对应的绿氨需求测算	12
表 3: 中远海运与多家企业签订合作协议, 在绿色甲醇领域展开合作	13
表 4: 绿氢制取可消纳的新能源装机规模测算	15
表 5: “氢动吉林”中长期发展规划 (2021-2035 年)	15

表 6: 绿氨生产成本对于电价的敏感性测算 (元/吨) 16

表 7: 部分省份 2024 年新能源电价情况 20

表 8: 十四五以来特高压项目进展梳理 21

表 9: 公司在建&拟建新能源项目梳理 26

表 10: 东北地区调峰补偿标准 (2020 版) 28

表 11: 南方区域调峰补偿标准 (2022 版) (元/kWh) 28

表 12: 东北地区调峰补偿标准 (2024 年修订稿) 29

表 13: 公司收入、成本拆分及预测..... 32

表 14: 可比公司 PB 估值表 (截至 2025 年 2 月 25 日) 33

表 15: 基本假设及关键参数..... 33

表 16: 绝对估值敏感性分析..... 34

附录：

公司财务预测表

资产负债表 (百万元)	2023A	2024E	2025E	2026E
流动资产	11028.16	12696.73	13008.59	14624.00
现金	1099.51	2260.29	2097.42	3166.49
应收账款	8410.07	8944.59	9367.74	9861.93
其它应收款	151.11	130.58	125.35	122.76
预付账款	255.95	338.09	372.88	405.39
存货	141.15	147.58	162.77	176.95
其他	970.38	875.61	882.43	890.48
非流动资产	65723.22	71880.34	82588.49	85705.78
长期投资	1185.08	1285.08	1385.08	1485.08
固定资产	51760.40	55550.24	64957.83	67051.36
无形资产	1720.60	2270.88	2671.73	3180.58
其他	11057.14	12774.14	13573.86	13988.76
资产总计	76751.39	84577.08	95597.09	100329.79
流动负债	17453.03	18730.02	24427.94	25999.10
短期借款	6373.74	6473.74	11973.74	12773.74
应付账款	3275.45	3219.92	3255.32	3860.82
其他	7803.84	9036.36	9198.87	9364.53
非流动负债	39562.56	40444.43	44144.43	45344.43
长期借款	32966.89	33966.89	35466.89	35966.89
其他	6595.67	6477.54	8677.54	9377.54
负债合计	57015.59	59174.45	68572.36	71343.53
少数股东权益	7937.29	8553.64	9254.73	10102.98
归属母公司股东权益	11798.50	16848.99	17769.99	18883.28
负债和股东权益	76751.39	84577.08	95597.09	100329.79

现金流量表(百万元)	2024A	2024E	2025E	2026E
经营活动现金流	5445.20	6814.68	8485.35	10052.28
净利润	1563.16	1766.75	2009.67	2431.52
折旧摊销	3552.93	4297.82	5258.61	5792.98
财务费用	1494.36	1504.72	1603.30	1720.20
投资损失	-65.69	-67.76	-74.41	-82.24
营运资金变动	-1240.90	-743.09	-346.82	154.82
其它	141.35	56.23	35.00	35.00
投资活动现金流	-5809.63	-10337.25	-15852.35	-8788.03
资本支出	-6754.39	-9347.02	-15726.76	-8670.27
长期投资	-725.24	-100.00	-100.00	-100.00
其他	1670.00	-890.23	-25.59	-17.76
筹资活动现金流	268.26	4683.35	7204.13	-195.18
短期借款	-417.74	100.00	5500.00	800.00
长期借款	3807.18	1000.00	1500.00	500.00
其他	-3121.18	3583.35	204.13	-1495.18
现金净增加额	-96.17	1160.78	-162.87	1069.07

资料来源：公司数据，中国银河证券研究院

利润表 (百万元)	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入	14442.60	13551.89	14881.68	16448.62
营业成本	10723.44	9659.75	10653.77	11582.46
营业税金及附加	122.75	121.97	126.49	139.81
营业费用	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	213.03	196.50	211.32	230.28
财务费用	1482.42	1488.23	1569.40	1688.74
资产减值损失	-5.02	-5.00	-5.00	-5.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	65.69	67.76	74.41	82.24
营业利润	1858.30	2054.46	2342.43	2842.53
营业外收入	79.78	80.00	80.00	80.00
营业外支出	39.97	40.00	40.00	40.00
利润总额	1898.11	2094.46	2382.43	2882.53
所得税	334.95	327.71	372.76	451.01
净利润	1563.16	1766.75	2009.67	2431.52
少数股东损益	654.74	616.35	701.09	848.26
归属母公司净利润	908.42	1150.41	1308.58	1583.26
EBITDA	6839.41	7880.51	9210.44	10364.25
EPS (元)	0.25	0.32	0.36	0.44

主要财务比率	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入	-3.42%	-6.17%	9.81%	10.53%
营业利润	27.78%	10.56%	14.02%	21.35%
归属母公司净利润	34.66%	26.64%	13.75%	20.99%
毛利率	25.75%	28.72%	28.41%	29.58%
净利率	6.29%	8.49%	8.79%	9.63%
ROE	7.70%	6.83%	7.36%	8.38%
ROIC	3.93%	3.91%	3.79%	4.19%
资产负债率	74.29%	69.97%	71.73%	71.11%
净负债比率	243.72%	195.02%	217.96%	206.42%
流动比率	0.63	0.68	0.53	0.56
速动比率	0.56	0.61	0.48	0.51
总资产周转率	0.19	0.17	0.17	0.17
应收账款周转率	1.69	1.56	1.63	1.71
应付账款周转率	3.18	2.97	3.29	3.26
每股收益	0.25	0.32	0.36	0.44
每股经营现金	1.50	1.88	2.34	2.77
每股净资产	3.25	4.65	4.90	5.21
P/E	20.44	16.14	14.19	11.73
P/B	1.57	1.10	1.05	0.98
EV/EBITDA	8.83	8.64	8.41	7.57
P/S	1.29	1.37	1.25	1.13

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

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

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准	评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：相对基准指数涨幅在-5%~10%之间
		回避：相对基准指数跌幅 5%以上
	公司评级	推荐：相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：相对基准指数涨幅在 5%~20%之间
		中性：相对基准指数涨幅在-5%~5%之间
		回避：相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn

李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn

褚颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn