



吉电股份 (000875.SZ)

买入 (首次评级)

公司深度研究
证券研究报告

东北火电公用事业化, 转型迈向氢基能源

投资逻辑:

- 公司为“五大”发电集团上市平台中氢基能源布局进展领先的稀缺标的。根据今年8月公告的定增募集说明书(2024年半年报更新版),公司拟定增募集55.4亿元(不超过837,062,452股),其中22.85亿元用于大安风光氢氨一体化项目(风电70+光伏10万千瓦,年产绿氨18万吨),计划年底具备试生产条件。借助出海与国内电厂掺氨试点,助力产品销售。
- 主业热电联产边际改善,火电初见公用事业化。公司火电在运装机3.3GW,均为热电联产机组。火电业务度电毛利1H2024已升至0.146元/KWh,反映采购煤价下行、机组煤耗降低、保供/调节价值变现的综合结果——(1)容量补偿方面:算得当前补偿标准下可覆盖火电折旧成本55%(考虑供热业务折旧,合计可覆盖40.7%),占业务营收约7%;(2)辅助服务补偿方面:算得火电辅助服务收益占业务营收约21%。非电量收入占比合计近30%。1H2024供工业蒸汽表现较好,综合供汽价格升至40.1元/GJ(同比+4.7%),营收增速高于产热量增速约7.1pct,亦体现边际改善。
- 新能源运营立足东北,布局全国。公司新能源在运装机10.4GW,1H2024新能源毛利润占79%。作为国电投旗下清洁能源发展平台,公司把握东北风光资源优势获取省内开发指标、同时借集团之力开拓全国市场。公司2025年规划总装机20GW以上,对应2023-2025年期间的新能源装机CAGR达28.5%,且新增装机中光伏占比40%、风电占比60%,风光分布比例较好。装机目标体现较高的成长性预期。

盈利预测、估值和评级

- 暂不考虑定向增发结果,我们预计公司24~26年分别实现归母净利润11.7/14.3/17.6亿元,给予公司24年PE15倍,目标价6.27元。首次覆盖,给予“买入”评级。

风险提示

- 新能源新增装机不及预期、新能源电价下降、煤炭价格波动、调峰辅助服务政策变动、氢能业务进展不及预期风险等。

国金证券研究所

分析师:姚遥(执业S1130512080001)

yaoy@gjzq.com.cn

分析师:张君昊(执业S1130524070001)

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

市价(人民币):4.39元

目标价(人民币):6.27元



公司基本情况(人民币)

项目	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	14,955	14,443	14,961	17,405	20,143
营业收入增长率	13.49%	-3.42%	3.59%	16.34%	15.73%
归母净利润(百万元)	672	908	1,166	1,433	1,757
归母净利润增长率	49.14%	35.24%	28.34%	22.94%	22.56%
摊薄每股收益(元)	0.241	0.326	0.418	0.514	0.630
每股经营性现金流净额	2.63	1.95	2.21	3.01	3.77
ROE(归属母公司)(摊薄)	6.01%	7.70%	9.23%	10.46%	11.66%
P/E	25.30	13.51	11.58	9.42	7.69
P/B	1.52	1.04	1.07	0.99	0.90

来源:公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、国电投集团旗下东北地区发电商.....	4
二、热电联产边际改善，新能源贡献增量.....	7
2.1 容量补偿+辅助服务助力火电公用事业化.....	7
2.2 新能源规划装机高增，风电占六成.....	12
三、率先布局氢基能源，风光氢氨/醇一体化.....	14
3.1 大安风光氢氨一体化项目有望率先落地.....	14
3.2 参股集团 PEM 槽设备公司，延申上游布局.....	16
四、试点综合智慧能源与多种储能.....	19
五、盈利预测与投资建议.....	21
5.1 盈利预测.....	21
5.2 投资建议及估值.....	23
六、风险提示.....	24

图表目录

图表 1： 公司股权结构.....	4
图表 2： 国电投集团新能源装机起点高，“十四五”新增规划 40GW.....	4
图表 3： 2018-1H2024 公司各类型电源装机规模及占比（右轴）.....	5
图表 4： 2018-2023 公司发电量情况.....	5
图表 5： 2018-1H2024 年公司营业收入（亿元）及增速.....	5
图表 6： 2018-1H2024 年公司归母净利润（亿元）及增速.....	5
图表 7： 2018-1H2024 年公司营业收入结构（亿元）及新能源业务营收占比（右轴，%）.....	6
图表 8： 2018-1H2024 年公司毛利润结构（亿元）及新能源业务毛利润占比（右轴，%）.....	6
图表 9： 2018-1H2024 年公司分业务毛利率.....	6
图表 10： 2018-1H2024 年公司管理及研发费用（亿元）.....	7
图表 11： 2018-1H2024 年公司各项费用率.....	7
图表 12： 2018-1H2024 年公司经营现金流量净额（亿元）及增速.....	7
图表 13： 2018-1H2024 年公司资产负债率变化情况.....	7
图表 14： 东北火电转型加快.....	8
图表 15： 度电盈利提升支撑总毛利规模扩大.....	8
图表 16： 蒙煤价格较 22 年高点下降.....	8
图表 17： 叠加电量下降，燃料成本占比持续下行.....	8
图表 18： 综合上网电价上涨实现“以价换量”.....	9
图表 19： 2024-2025 年省级电网煤电容量电价表.....	9



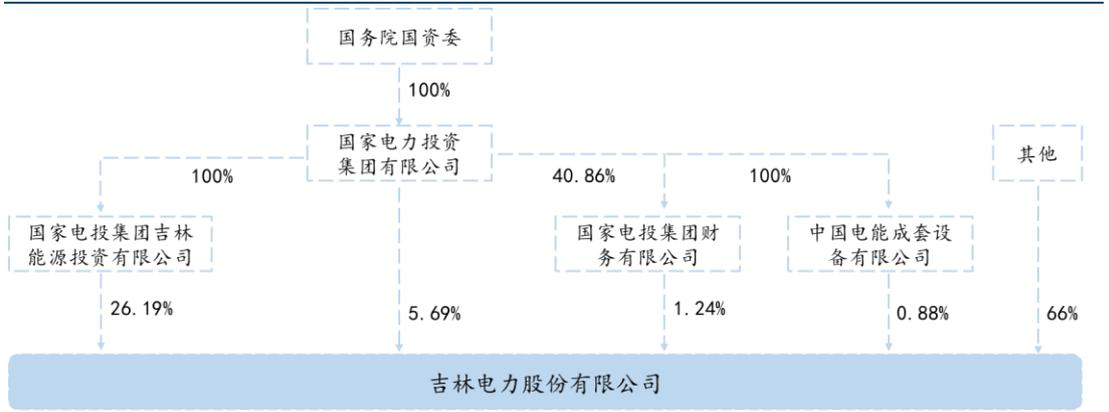
图表 20:	东北电力辅助服务市场发展走在全国前列	10
图表 21:	2024 版东北电力辅助服务市场运营规则	10
图表 22:	吉林电力系统冗余度分析	11
图表 23:	公司供热业务毛利率 1H24 大幅修复	11
图表 24:	1H2024 在发电下降的背景下产热量同比+21%	12
图表 25:	供热营收增速高于产热量增速	12
图表 26:	我国 I 至 IV 类风能资源区划分情况	12
图表 27:	我国四类太阳能资源区划分情况	12
图表 28:	公司规划新能源装机规模大幅增长	13
图表 29:	公司新能源业务全国布局	13
图表 30:	多晶硅料现货周均价持续下行	13
图表 31:	风光互补耦合发电制氢系统结构图	14
图表 32:	绿氢、绿氨制取过程	15
图表 33:	公司占据吉林省 8 个重点氢基绿色能源应用工程中的 5 个项目	15
图表 34:	募集资金金额及投向	16
图表 35:	绿色甲醇航运燃料溢价高将带动绿氢消纳	16
图表 36:	氢能产业发展中长期规划（2021-2035）	17
图表 37:	2025/2030/2035 年中国绿氢规划量达 100/100/250 万吨（万吨/年）	17
图表 38:	2025 年中国对应电解槽装机量预计将达到 19/28GW	18
图表 39:	三种电解水制氢技术对比	18
图表 40:	PEM 电解槽的堆芯结构以及关键材料	19
图表 41:	《“十四五”现代能源体系规划》中能源产业数字化智能化升级规划	19
图表 42:	综合智慧能源系统架构	20
图表 43:	2023 年国家电投综合智慧零碳电厂项目汇总（部分）	20
图表 44:	汪清抽水蓄能电站透视图	21
图表 45:	公司首个铅碳类“百兆瓦时”超威郎山用户侧储能项目	21
图表 46:	火电业务营收预测	21
图表 47:	风电业务营收预测	22
图表 48:	光伏业务营收预测	22
图表 49:	热力业务营收预测	22
图表 50:	氢能业务营收预测	22
图表 51:	公司分业务营收、毛利率预测（百万元，%）	23
图表 52:	可比公司估值比较（更新至 9 月 11 日）	24



一、国电投集团旗下东北地区发电商

- 国电投旗下火电转型新能源运营商。公司于1993年4月成立，2002年9月在深交所挂牌上市，2005年7月，中国电力投资集团成为公司的实际控制人。公司业务覆盖新能源、综合智慧能源、氢能、先进储能及火电、供热、生物质能、电站服务，是国电投在吉林省唯一的能源类央企上市公司。国电投及其子公司共计持有公司34%的股份。

图表1：公司股权结构



来源：爱企查、国金证券研究所

- 背靠国电投集团，立足东北、开拓全国市场。“十四五”初国电投集团新能源装机于“五大”发电集团中处于领先地位，“十四五”期间规划装机40GW。公司新能源装机扩大，1H2024 占总装机比例升至75.9%。公司新能源装机占比稳定提升，截至2024年6月底，公司发电总装机容量达13.7GW，其中：新能源总装机10.4GW，占总装机比重75.9%。由东北区域向全国开拓，项目已遍及30个省市自治区，形成东北、西北、华东、华中、华北5个区域新能源基地。

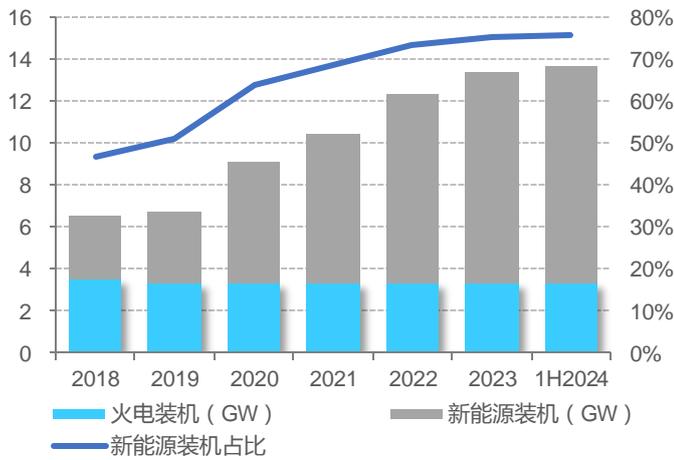
图表2：国电投集团新能源装机起点高，“十四五”新增规划40GW

集团	2020年末新能源装机 (GW)	“十四五”新能源新增装机规划 (GW)	2025年新能源预计装机 (GW)	CAGR
华能集团	31.8	80	111.75	28.6%
大唐集团	28.1	38	66.05	18.7%
国家能源集团	47.7	120	167.73	28.6%
华电集团	24.4	75	99.36	32.5%
国电投集团	60.5	40	100.49	10.7%

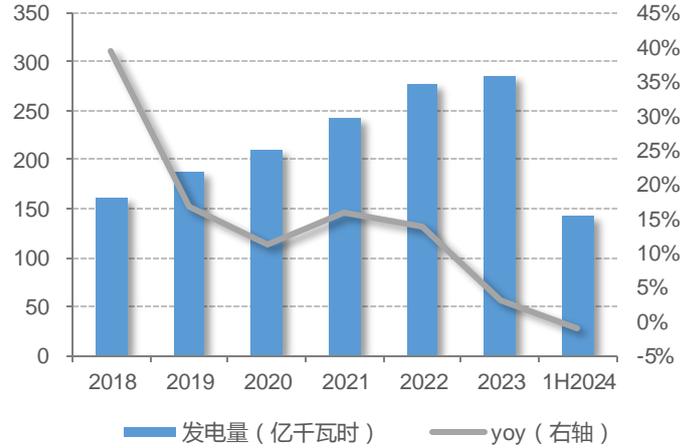
来源：索比光伏网、中国能源网、国金证券研究所



图表3: 2018-1H2024 公司各类型电源装机规模及占比 (右轴)



图表4: 2018-2023 公司发电量情况

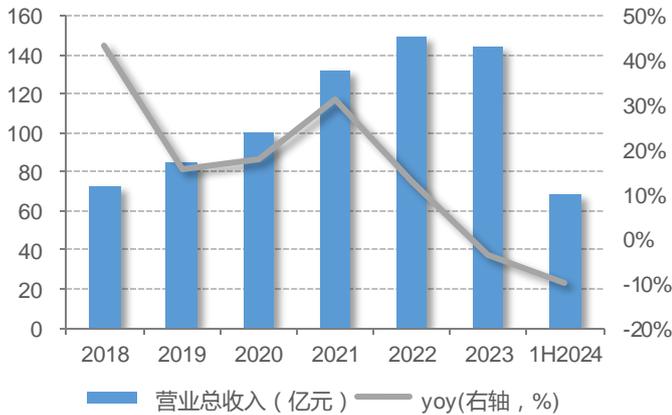


来源: 公司定期公告、国金证券研究所

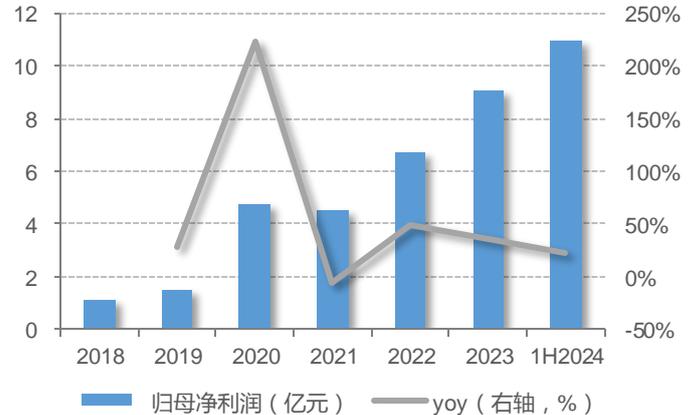
来源: 公司定期公告、国金证券研究所

- 电力业务量价齐升, 贡献业绩增长。电量上, 2023 年公司共完成发电量 285.8 亿千瓦时, 同比增长 3.2%; 完成上网电量 266.8 亿千瓦时, 同比增长 2.8%。电价上, 2023 年公司平均上网电价 (含税) 为 0.498 元/千瓦时, 同比上涨 0.3%。公司 2023 年电力业务营收 117.4 亿元, 同比增长 2.9%, 量价齐升助推业绩增长。
- 煤电盈利修复+新能源装机增长, 带来利润提升。2018-2023 年, 公司营业收入由 73.0 亿元提升至 144.4 亿元, CAGR 为 14.6%; 归母净利润由 1.2 亿元提升至 9.1 亿元, CAGR 为 51.3%, 其中 2021 年净利润出现一定程度下降, 主要由煤价高涨, 火电板块盈利受限所致。2023 年公司强化存量资产效能, 增加辅助服务收益, 控降燃料成本, 优化存量贷款利率, 提升公司盈利能力, 营收同比下降 3.4%, 但归母净利润同比增长 35.2%。

图表5: 2018-1H2024 年公司营业收入 (亿元) 及增速



图表6: 2018-1H2024 年公司归母净利润 (亿元) 及增速



来源: iFind、国金证券研究所

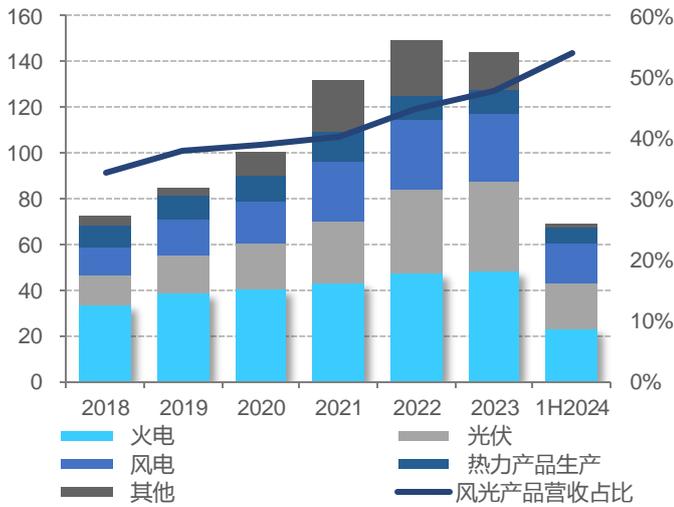
来源: iFind、国金证券研究所

- 风电、太阳能板块成公司效益绝对支撑, 贡献收入占比逐年提升。2021 年新能源板块营业收入为 53.1 亿元, 首次超过火电板块, 成为业绩增量核心来源。截至 2024 年 6 月底, 公司火电/光伏/风电/热电产品生产业务营业收入分别为 22.9/20.2/16.9/7.3 亿元, 新能源业务贡献收入占比 53.8%。公司新能源板块利润持续增长, 贡献毛利润比例达 78.8%。

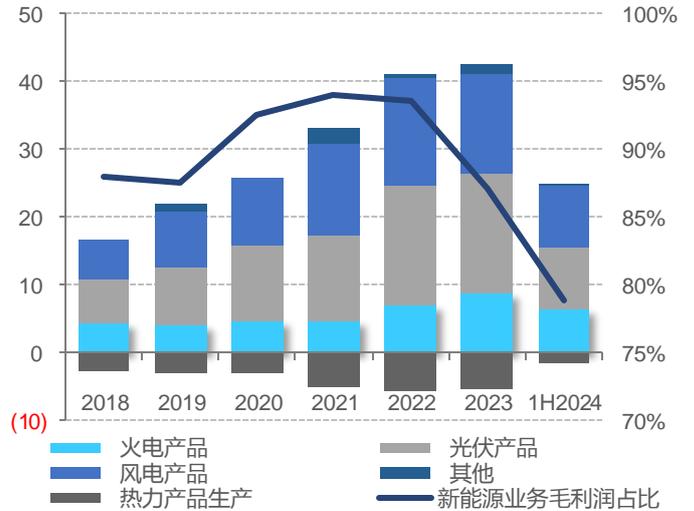


图表7: 2018-1H2024年公司营业收入结构(亿元)及新能源业务营收占比(右轴, %)

图表8: 2018-1H2024年公司毛利润结构(亿元)及新能源业务毛利润占比(右轴, %)

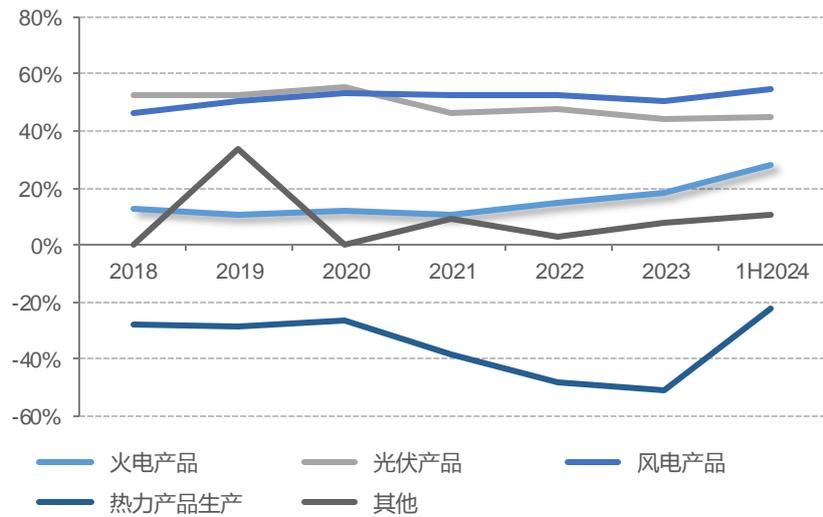


来源: iFind、国金证券研究所



来源: iFind、国金证券研究所

图表9: 2018-1H2024年公司分业务毛利率

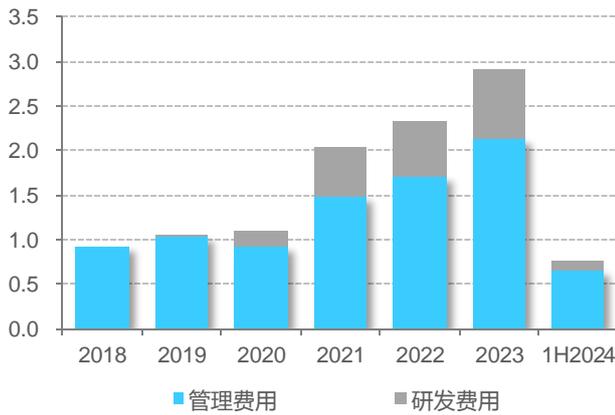


来源: iFind、国金证券研究所

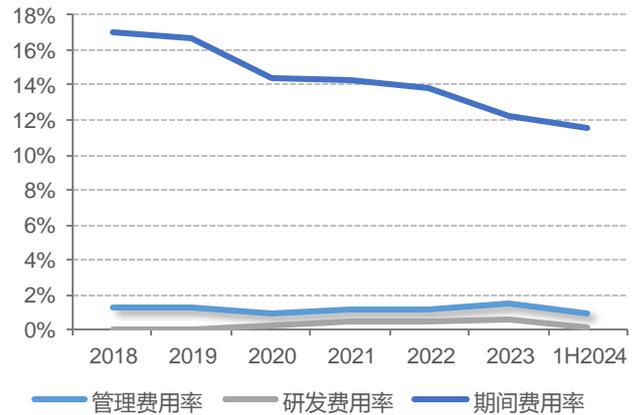
- 盈利能力持续上行, 整体期间费用率控制良好。2018-1H2024年, 公司期间费用分别为 12.4/14.1/14.4/18.9/20.7/17.8/8.0 亿元; 期间费用率分别为 17.0%/16.7%/14.4%/14.3%/13.8%/12.3%/11.6%, 期间费用率持续优化。



图表10: 2018-1H2024 年公司管理及研发费用 (亿元)



图表11: 2018-1H2024 年公司各项费用率



来源: iFinD、国金证券研究所; 注: 公司 2018-2023 未产生销售费用

来源: iFinD、国金证券研究所

- 经营活动现金流净额健康增长, 资产负债率呈下降态势。2018-1H2024 年, 公司经营活动现金流量净额分别为 23.7/26.3/33.4/34.4/73.3/54.5/20.5 亿元, 其中 2022 年经营活动产生的现金流量净额同比增长 113.2%, 主要受益于可再生能源补贴资金回收增加。由于公司盈利情况较好, 现金流量较为稳定, 截至 2024 年 6 月, 公司资产负债率较高峰值 2020 年下降 6.3pct 至 73.6%。

图表12: 2018-1H2024 年公司经营现金流量净额 (亿元) 及增速



图表13: 2018-1H2024 年公司资产负债率变化情况



来源: iFinD、国金证券研究所

来源: iFinD、国金证券研究所

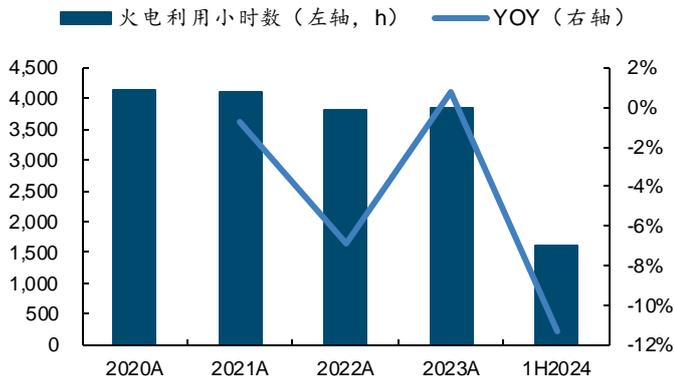
二、热电联产边际改善, 新能源贡献增量

2.1 容量补偿+辅助服务助力火电公用事业化

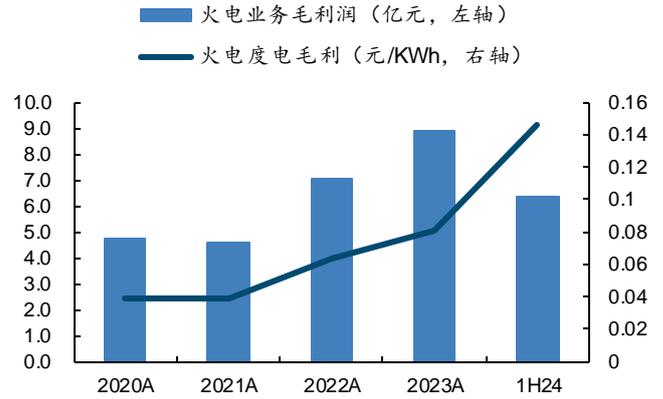
- 截至 1H2024, 公司发电总装机容量 1366.99 万千瓦中火电装机 330 万千瓦, 全部为热电联产机组, 省内供热面积达到 6,600 万平方米, 均为所在城市主要热源。
- 近几年东北火电转型加速, 公司火电业务呈现出公用事业化趋势, 即通过保供/调节价值变现来提高度电盈利, 通过“以价换量”弥补电量减少的负面影响。而燃料成本下降对度电毛利、总毛利规模扩大起到了进一步促进作用。



图表14: 东北火电转型加快



图表15: 度电盈利提升支撑总毛利规模扩大

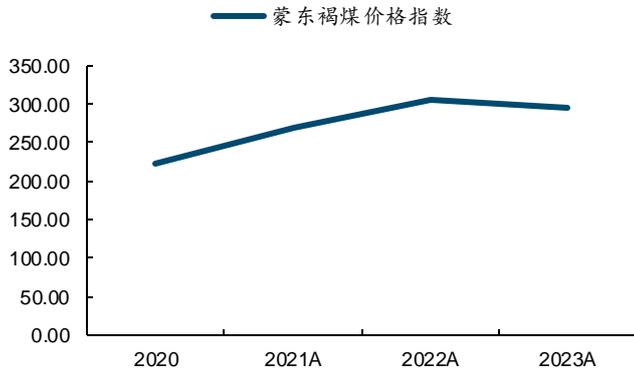


来源:《8M24 定增募集说明书(2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

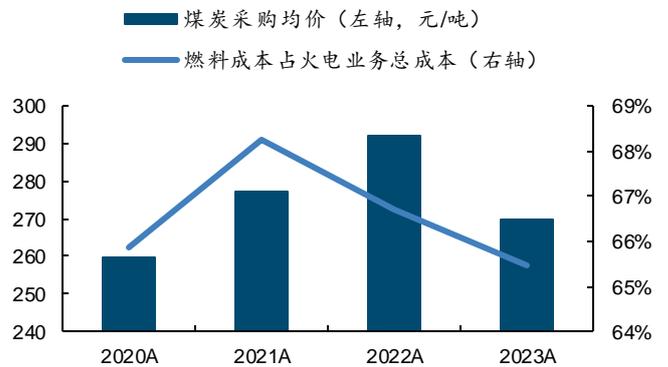
来源:《8M24 定增募集说明书(2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

- 煤电燃料成本下行。公司热电联产机组用煤的采购来源以内蒙褐煤为主、以省内地方煤为辅、以省外优质煤为补充,长协煤占公司整体需求量的 90%。(1)从煤价看:2022 年高点过后蒙东褐煤价格有所松动,公司 2023 年采购均价较 2022 年下降 23 元/吨。(2)从燃料需求看:吉林地区新能源资源丰富、电量增长较快,火电利用小时数下行,燃煤需求下降。综上,燃料成本占比下行。此外,公司 6M2024 供电煤耗 270.8g/KWh,同比降低 12.5g/KWh,一方面由于供热增多摊薄煤耗,另一方面也体现了机组节能改造具有成效,进一步为 1H2024 度电毛利上升做贡献。

图表16: 蒙煤价格较 22 年高点下降



图表17: 叠加电量下降,燃料成本占比持续下行



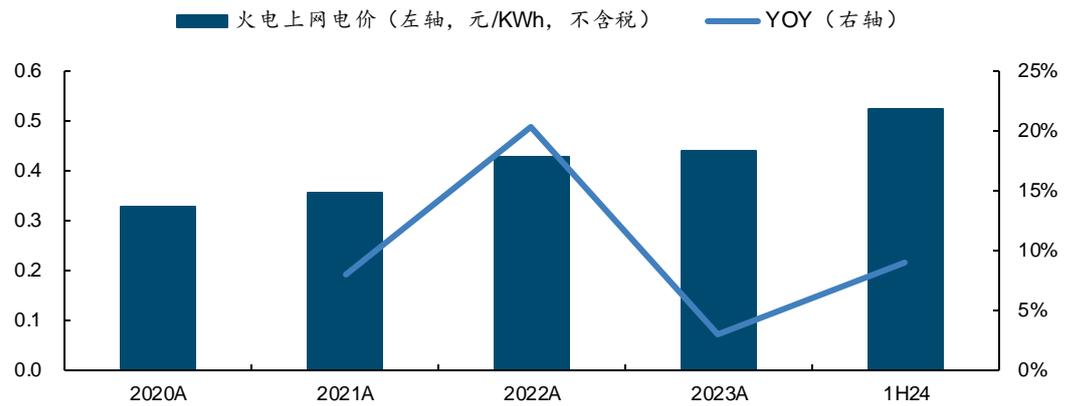
来源: ifind、国金证券研究所

来源:《8M24 定增募集说明书(2024 年半年报更新版)》、公司公告、国金证券研究所注:煤炭采购均价不含运费、不含税

- 保供/调节价值变现。吉林新能源转型较快,火电利用小时数近几年呈现逐步下滑趋势,对应度电容量补偿呈现上升趋势,加上调峰电价后,23 年煤价下降的背景下电价仍实现了同比上升。



图表18: 综合上网电价上涨实现“以价换量”



来源:《8M24 定增募集说明书(2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

- 具体来看,保供价值变现通过煤电容量电价机制,覆盖火电固定成本。2023 年 11 月国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》,将现行煤电单一制电价调整为两部制电价,标志着煤电容量电价机制的正式落地。《通知》指出通过容量电价回收固定成本的比例 2024-2025 年多数地方为 30%左右,2026 年后补偿比例提升至不低于 50%,推动煤电转变经营发展模式,充分发挥支撑调节作用。
- ✓ 容量补偿覆盖煤电业务 55%折旧成本,占 23 年火电业务营收 7%。按照吉林省 100 元/千瓦·年补偿标准计算,按照公司 330 万千瓦火电装机满容量测算,对应每年可得约 3.3 亿元容量电价(实际供热季保供容量或略有降低)。容量补偿用于覆盖固定成本,其中大部分为折旧费用。公司 2023 年煤电业务折旧费用为 6 亿元(加上供热业务折旧费用,合计为 8.1 亿元),容量补偿可覆盖折旧成本 55%(考虑供热业务折旧,合计可覆盖 40.7%)。

图表19: 2024-2025 年省级电网煤电容量电价表

省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,含税)	省级电网	容量电价 (元/千瓦·年,含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙东	100	新疆	100
蒙西	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

来源:国家发展改革委、国家能源局、国金证券研究所

- 调节价值变现目前通过辅助服务市场,东北地区走在全国前列。8M2024 发改委、能源局联合发布《能源重点领域大规模设备更新实施方案》,要求持续推动节能改造、



供热改造和灵活性改造“三改联动”，进一步降低煤电机组能耗，提升机组灵活调节能力。东北地区火电由于多为热电联产机组，“以热定电”的传统模式使得参与调节较为困难，需要额外配套电锅炉等增量设备，亟需增量资金的支持。而作为“三北”之一、当地新能源发展条件又较为优秀，火电转型压力大。

- ✓ 公司火电调峰收益占业务营收比例约 21%。东北地区早于 2014 年开放了国内首个电力调峰辅助服务市场，于 2020 年正式按照《东北电力辅助服务市场运营规则》运行至 2023 年末，2024 年初新版修订后规则发布。根据公司 8M2024 公告的投资者交流记录，公司 1H2024 煤电的辅助服务收益金额为 4.83 亿元，风电辅助服务支出 1.15 亿元，太阳能辅助服务支出 0.27 亿元，火电辅助服务收益占火电业务营收比例达到 21.1%。

图表20：东北电力辅助服务市场发展走在全国前列

政策时间	政策标题	政策内容	文件层级
10M2014	/	东北率先启动运行电力调峰辅助服务市场（全国首个）	东北地区
3M2015	《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（“中发9号文”）	（1）以市场化原则“建立辅助服务分担共享新机制” （2）完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制	国家
11M2016	《东北电力辅助服务市场专项改革试点方案》	东北电力辅助服务市场专项改革试点工作启动	东北地区
11M2017	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	要求进一步还原电力商品属性，完善和深化电力辅助服务补偿（市场）机制	国家
12M2018/ 12M2020	《东北电力辅助服务市场运营规则（暂行）》/《东北电力辅助服务市场运营规则》	（1）增设旋转备用交易品种，实现辅助服务市场“压低谷、顶尖峰”全覆盖 （2）对原有深度调峰补偿机制进行了完善	东北地区
2M2024	《建立健全电力辅助服务市场价格机制》（下简称“196号文”）	（1）完善调峰市场交易机制，合理确定调峰服务价格上限 （2）健全辅助服务费用传导机制、结算机制	国家
2024年初	《东北电力辅助服务市场运营规则（修订版）》	（1）修改火电实时深度调峰的报价档位 （2）修改各类机组分摊金额上限 （3）明确跨省调峰交易的新组织形式	东北地区

来源：国家发改委、能源局、东北能监局、北极星电力网及子平台、能见、国金证券研究所

图表21：2024版东北电力辅助服务市场运营规则

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	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	纯凝火电机组	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

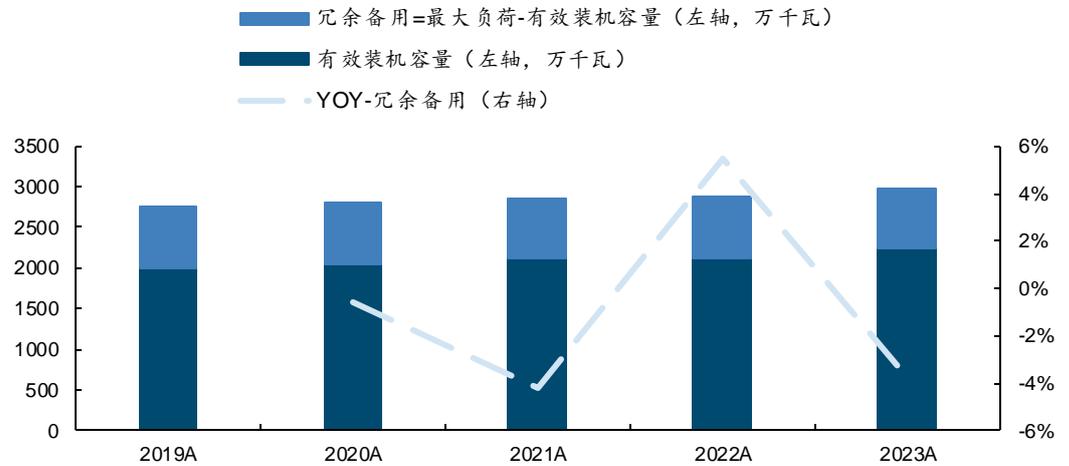
来源：能见、国金证券研究所

- ✓ 未来调峰并入现货市场对公司调峰收益或有潜在负面影响，但无需过于悲观，现货模式下调节成本将得以向下游传导。调峰并入现货市场，维持过去调峰收益不变的关键在峰段能否赚取高电价。测算可得 2023 年吉林冗余备用容量（最大负荷-有效装机容量）同比-3.8%，表明装机结构在转向有效容量系数较低的新能源后，即使是传统外



送电省份，本地可靠电源顶峰出力的需求也会变得突出。火电晚间高电价可期，同时将完成向用户侧顺价。

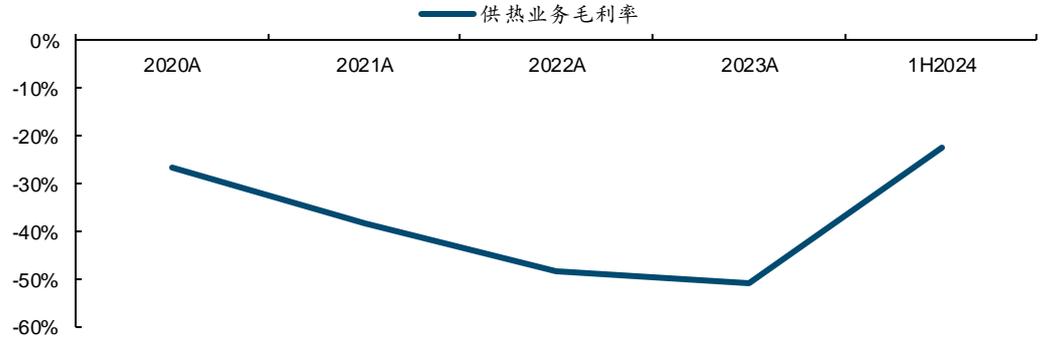
图表22: 吉林电力系统冗余度分析



来源：中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、国金证券研究所

- 供热板块看：季节性特点使得高煤价背景下，单供热板块面临亏损，1H2024 大幅修复。公司供热业务同样依托于体内的 330 万千瓦热电联产机组，冬季向居民及工业用户提供采购供暖、工业蒸汽，夏季仅向工业用户提供工业蒸汽。1H2024 业务毛利率修复至-22.2%，预计与燃料成本下行、夏季供工业蒸汽量上升有关。

图表23: 公司供热业务毛利率 1H24 大幅修复

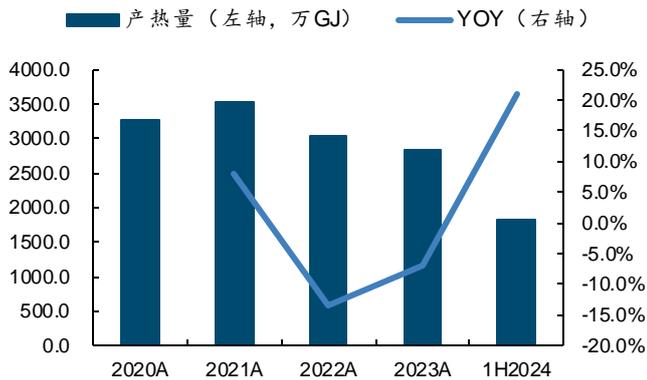


来源：ifind、国金证券研究所

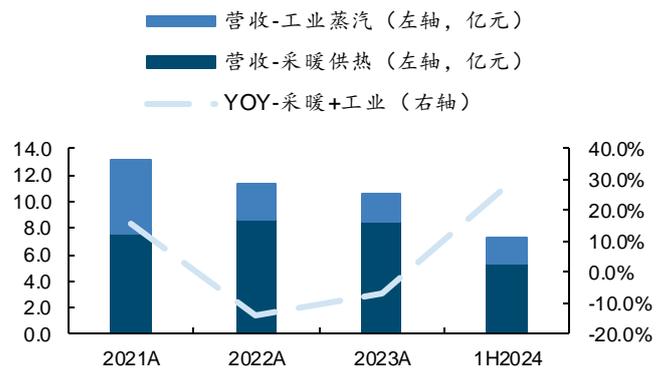
- 1H2024 供热量价齐升。热电联产机组供电供热量具有趋同关系，1H2024 两者背离或反映夏季工业蒸汽需求有所上升，营收端可见 1H2024 工业蒸汽营收 2 亿元、已接近 23 全年水平。同时，工业供汽价格更高、带动综合供汽价格于 1H2024 升至 40.1 元/GJ(同比+4.7%)，营收增速高于产热量增速约 7.1pct。看好供热业务继续边际改善。



图表24: 1H2024 在发电下降的背景下产热量同比+21%



图表25: 供热营收增速高于产热量增速



来源:《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

来源:《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

2.2 新能源规划装机高增，风电占六成

- 聚焦东北地区，风光资源得天独厚。各地可再生资源条件的差异导致区域性绿电发展分化，东北地区可再生能源资源丰富。风能资源方面，东北地区理论可开发利用的风能资源储量为 377.9GW，技术允许的可开发风能资源储量为 29.7GW，占全国的 11.71%；光照资源方面，吉林位于二类地区（资源较富带）。丰富的风光资源为公司电力业务新能源转型提供良好契机。

图表26: 我国 I 至 IV 类风能资源区划分情况

I 类资源	II 类资源	III 类资源	IV 类资源
风能丰富区	风能较丰富区	风能可利用区	风能欠缺区
内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市。	河北省张家口市、承德市，内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市，甘肃省嘉峪关市、酒泉市，云南省。	吉林省白城市、松原市，黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区，甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区，新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区，宁夏回族自治区。	I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。

来源:《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

图表27: 我国四类太阳能资源区划分情况

地区	说明
一类地区(资源丰富带)	全年辐射量在 6,700~8,370MJ/m ² 。相当于 230kg 标准煤燃烧所发出的热量。主要包括青藏高原、甘肃北部、宁夏北部、新疆南部、河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部等地。
二类地区(资源较富带)	全年辐射量在 5,400~6,700MJ/m ² ，相当于 180~230kg 标准煤燃烧所发出的热量。主要包括山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏中北部和安徽北部等地。
三类地区(资源一般带)	全年辐射量在 4,200~5,400MJ/m ² 。相当于 140~180kg 标准煤燃烧所发出的热量。主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区，春夏多阴雨，秋冬季太阳能资源还可以。
四类地区	全年辐射量在 4,200MJ/m ² 以下。主要包括四川、贵州两省。此区是我国太阳能资源最少的地区。

来源:《8M24 定增募集说明书 (2024 年半年报更新版)》、国金证券研究所

- 新能源装机量连年高增，“十四五”期间风光装机 CAGR 为 25.7%。由公司 2022 年社

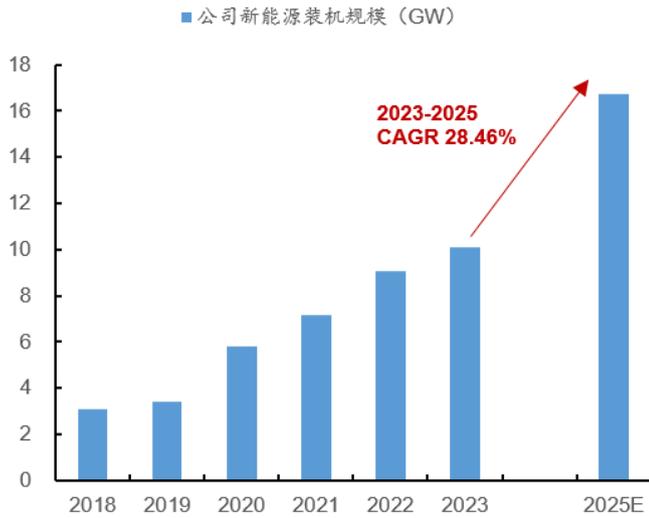


会责任报告可见公司新能源业务全国布局，以北方居多。根据规划，公司 2025 年规划总装机 20GW 以上，考虑到现有火电装机为 330 万千瓦，对应 2025 年风光装机将达 16.7GW 以上，2023-2025 年期间的新能源装机 CAGR 达 28.5%，延续高增趋势。23 年末新能源装机为 10.1GW，即 24/25 两年合计新增装机目标 6.6GW。根据 8M2024 公告的投资者交流记录，新增装机中光伏占比 40%、风电占比 60%，风光分布比例较好；24 年规划装机 2GW。

- 体内开发与收购并举。2023 年 11 月公司公告以 14.76 亿元对价收购了六家新能源项目公司少数股权，均为吉电集团旗下项目，旨在进一步扩大权益装机。

图表28：公司规划新能源装机规模大幅增长

图表29：公司新能源业务全国布局

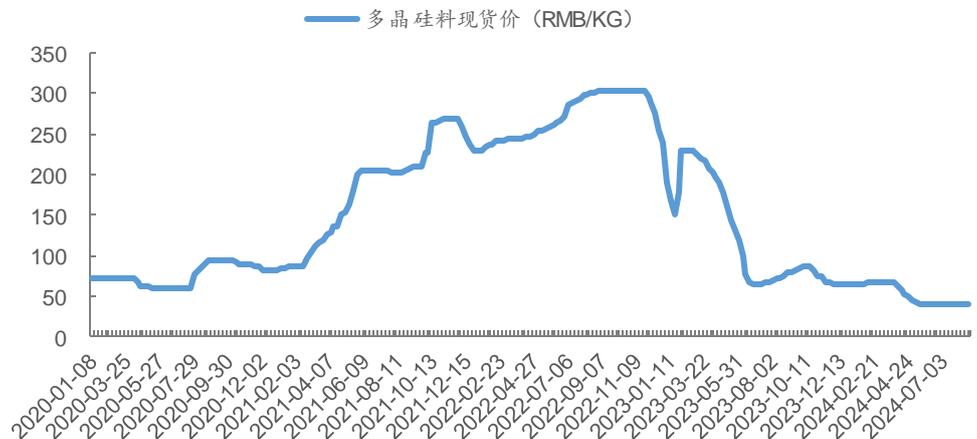


来源：公司公告、国金证券研究所

来源：公司公告、国金证券研究所

- 上游竞争加剧，带来新能源装机成本下降。光伏发电方面，硅料新增产能逐步释放，硅料供需格局由紧转松，导致光伏产业链上游环节产品价格下降，iFinD 数据显示，截至 8M2024，多晶硅致密料价格为 39.5 元/kg，处于近 4 年来最低位，由于硅料价格下跌，硅片、电池片、组件价格同步下行，光伏 EPC 低价甚至已探至 1.72 元/W；风力发电方面，根据北极星风力发电网的统计，受风光大基地市场推动，大唐、华电、内蒙古能源等重点基地项目今年风电 EPC 价格已经由前两年的 3-4 元/W 左右，降低至当前的约 1.35-3 元/W（不含风机设备），以及 2.2-4.1 元/W（含风机设备）价格区间。

图表30：多晶硅料现货周均价持续下行



来源：iFinD、国金证券研究所

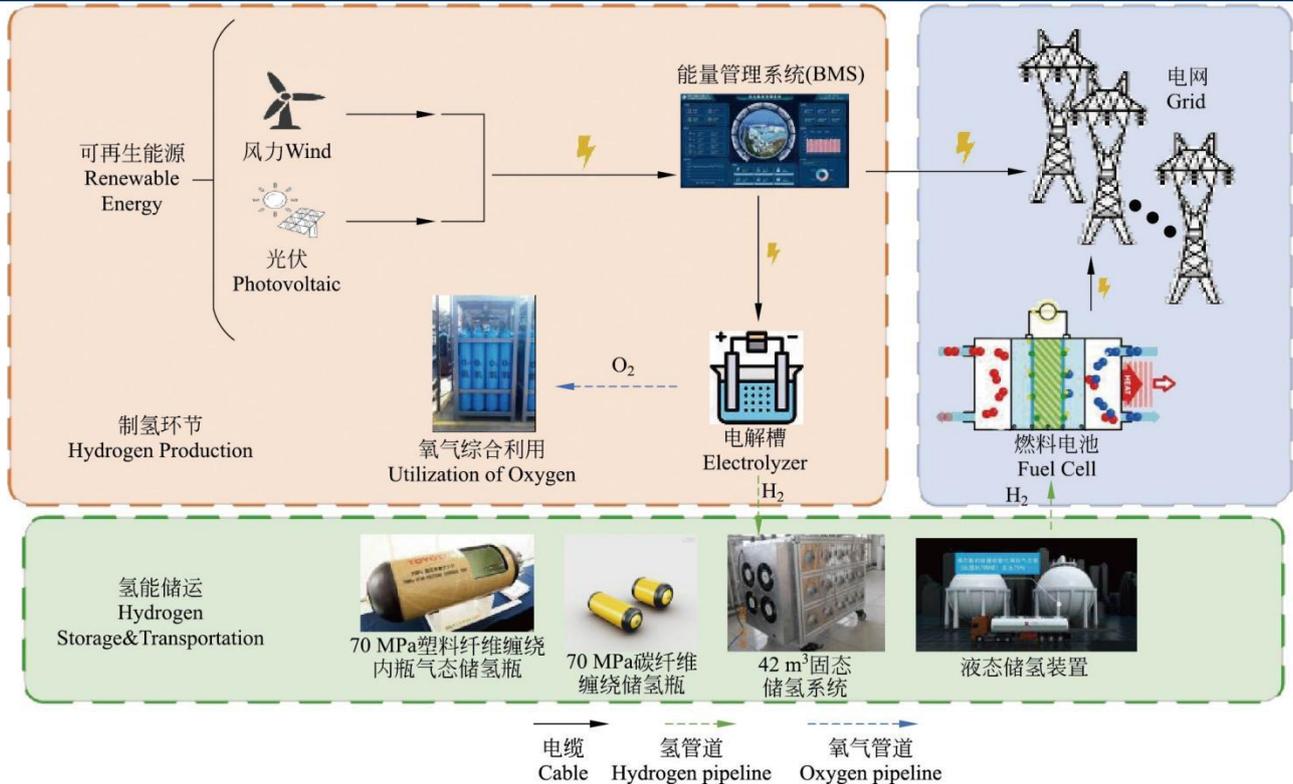


三、率先布局氢基能源·风光氢氨/醇一体化

3.1 大安风光氢氨一体化项目有望率先落地

- 电氢耦合多能联结，助力风光资源消纳。现阶段大部分可再生能源发电终局为上网，储能大多仅作为可再生能源电力上网前电源侧波动性的暂时储存电力的方案，在光伏和风电大规模装机至一定规模后，上网及电消纳将成为可预见性需要解决的问题。风光制氢与公司现有可再生能源发电业务深度耦合，一方面，可再生能源电力可以为制氢提供稳定的能源供应；另一方面，将风光设备耦合电解槽制取氢气储能，氢气再作为能源使用，将解决储存能量的大规模时空转移特性，缓解可再生能源电力消纳及上网问题。

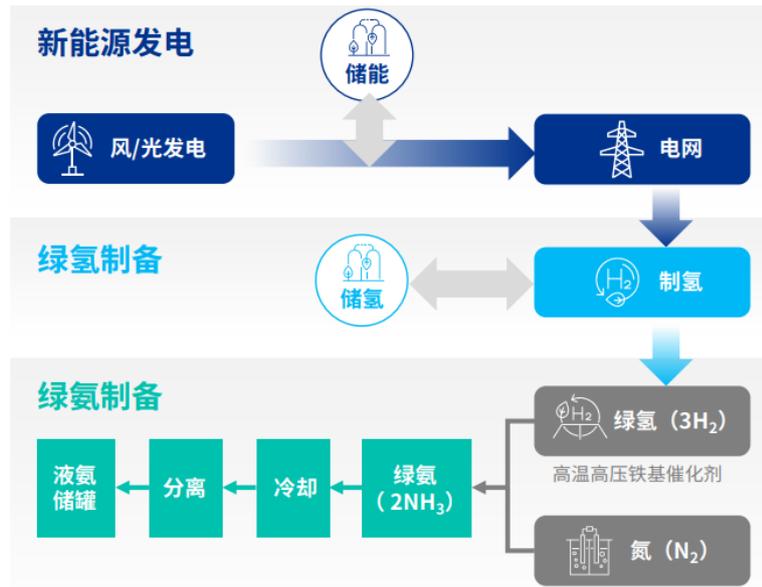
图表31：风光互补耦合发电制氢系统结构图



来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》、国金证券研究所



图表32: 绿氢、绿氨制取过程



来源:《绿氨行业概览与展望》、国金证券研究所

- 发力氢基绿色能源应用工程，推动吉林省“中国北方氢谷”打造。随着环保、准入等政策的出台和实施，传统化工加清洁能源配套项目受到积极推广，氢基绿色化工将成为化工产业的重要转型方向。公司借助东北地区光伏风电资源和产业集群优势，将光伏风电制氢用于化工原料或燃料，打通“风光制氢+化工”生态链，解决弃电严重问题，同时带动下游化工产业。公司成功取得的5个氢基绿色能源项目合计236万千瓦配套风光发电项目建设指标，兼有氨、醇两类终端产品。

图表33: 公司占据吉林省8个重点氢基绿色能源应用工程中的5个项目

项目名称	
中能建松原氢能产业园（绿色氢氨醇一体化）项目	
三一吉林长岭风光氢储数字化项目	
	吉电股份大安风光制绿氢合成氨一体化示范（一期）项目
	吉电股份大安风光制绿氢合成氨一体化示范（二期）项目
	吉电股份（中远集团）大安风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目
	吉电股份（中远集团）梨树风光制绿氢生物质耦合绿色甲醇项目
	吉电股份大安化工规模化风光直离网制氢创新示范项目
	上海电气洮南市风电耦合生物质绿色甲醇一体化示范项目

来源: 吉林省人民政府官网、国金证券研究所

- 根据今年8月公告的定增募集说明书（2024年半年报更新版），公司拟定增募集55.4亿元（不超过837,062,452股），其中22.85亿元用于大安风光氢氨一体化项目。本次定增募投项目共计5个，分别为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，拟投入募集资金分别为22.85亿元、5.46亿元、5.45亿元、4.33亿元、3.92亿元，拟发行股份数不超过837,062,452股（含本数）。氢能项目为本次募资的核心。
- 大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目一期，计划年底具备试生产条件，建成后可年产绿氨18万吨。项目已取得阶段性成果，8月27日大安项目10000Nm³/h PEM电解水制氢装备实现交付应用。我们预计绿氨早期需求仍在海外（日本），大安、松原港等港口码头建设完善，具备出海优势。随着国内火电掺氨试点政策逐步释放，国内市场有望陆续打开（今年6月《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》提及煤机改造后应具有掺烧10%以上绿氨能力）。



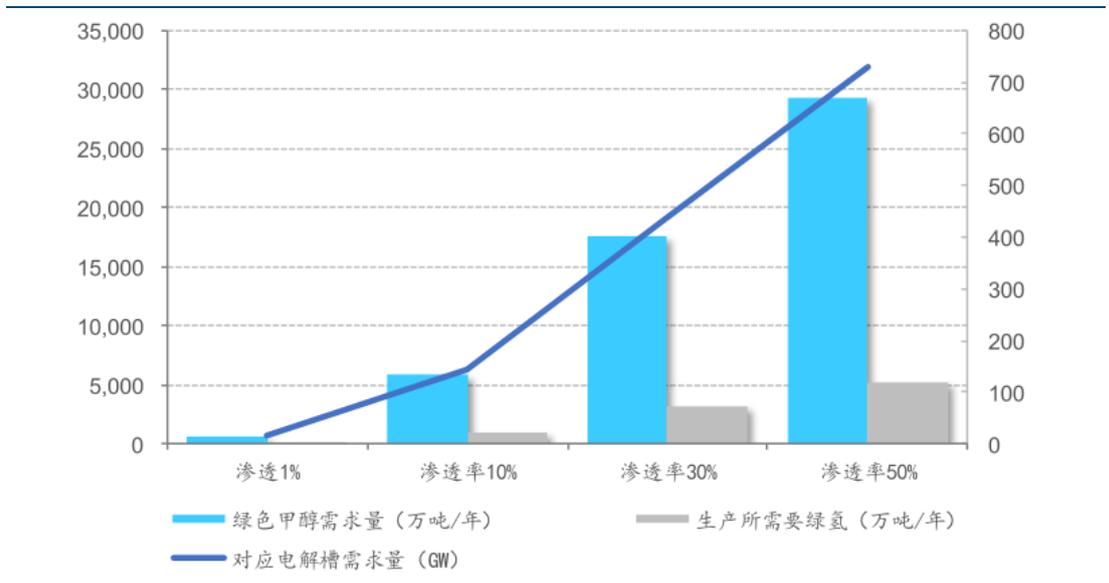
图表34：募集资金金额及投向

序号	募集资金项目	项目动态总投资 金额（万元）	拟投入募集 资金（万元）
1	大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目	595,578.94	228,456.20
2	扶余市三井子风电场五期10万千瓦风电项目	56,377.05	54,582.16
3	吉林长岭10万千瓦风电项目	56,001.71	54,527.01
4	白城绿电产业示范园配套电源一期10万千瓦风电项目	54,634.97	43,281.00
5	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目	129,100.42	39,153.63
6	补充流动资金	/	133,850.00
合计		891,693.09	553,850.00

来源：公司公告、国金证券研究所

- 联合中远海运，拓展绿色甲醇业务。2023年9月26日，公司与中远海运大连投资集团签订氨基绿色能源全程物流合作协议，打通从绿电转化到氢能应用的“输运储”价值链条。2023年12月30日，吉电/中远/上港合资成立上海吉远绿色能源，公司持股55%。2024年7月，吉远绿色能源合资公司位于吉林梨树的首个风光制绿氢生物质耦合甲醇项目进入环评公示阶段，规划年产19.7万吨精甲醇。
- 全球航运每年化石燃料消耗量约为3亿吨，全球以绿色甲醇为代表的生物燃料产能约为每年1100万吨油当量（按照甲醇与油1.95:1的关系），在欧盟碳税推动下，航运可接受甲醇价格约在4500-4800元/吨，按照当前绿色甲醇的成本加上储运费用（500元/吨）后，燃料绿色溢价有望高近1000元/吨，公司有望从中长期受益。

图表35：绿色甲醇航运燃料溢价高将带动绿氢消纳



来源：国金证券研究所测算

3.2 参股集团 PEM 槽设备公司，延申上游布局

- 顶层政策定调氢能地位，2025年各地规划量合计达100万吨。国家层面发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》定调氢能地位，是未来能源的重要组成部分和实现双碳目标的支撑。各地积极规划可再生能源制氢（绿氢），合计规划量到2025/2030/2035年已达100/100/250万吨。当前国内政策规划地区聚焦风光资源较为丰富的三北地区，其中内蒙古2025年规划量达到50万吨/年，占比达到当年加总规划的一半，是国内绿氢推广重点区域。



图表36: 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035)

发展目标	2025 年				2030 年		2035 年	
	燃料电池车保有量	加氢站	可再生能源制氢	二氧化碳减排	形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系。	广泛应用可再生能源制氢。	提升可再生能源制氢在终端能源消费中的比重。	形成涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。
	约 5 万辆	部署建设	10-20 万吨/年	100-200 万吨/年				
规划路线	核心技术	产业创新	制氢设施	交通领域	工业领域	储能领域		
	质子交换膜燃料电池、新型燃料电池、核心零部件以及关键装备。	高校、科研院所、企业建设重点实验室、前沿交叉研究平台。	因地制宜的制氢技术路线，清洁化、低碳化、低成本。	重型车辆应用，货汽车市场，与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。	还原剂，替代化石能源应用。	“风光发电+ 氢储能”一体化应用新模式。		
示范工程	交通		储能	发电		工业		
	城市公交车、物流配送车、环卫车		可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区	在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池		在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源		

来源:《氢能产业发展中长期规划 (2021-2035)》、国金证券研究所

图表37: 2025/2030/2035 年中国绿氢规划量达 100/100/250 万吨 (万吨/年)

地区	2025 年	2030 年	2035 年
内蒙古	50	-	-
宁夏	8	30	-
吉林	8	30-40	120-150
甘肃	20	-	-
青海	4	30	100
新疆	10	-	-
合计	100	90-100	220-250

来源: 各地政府官网、国金证券研究所

- 绿氢规划量带动电解槽装机量高增，电解水设备环节率先受益，2025 年预计在中性/乐观情况下达到 19/28GW。绿氢将采用电解槽电解水制取氢气，绿氢规划量的高增将带动相应设备的需求。以电解槽匹配光伏制氢为例测算，乐观情况以及中性情况下，在对应 100 万吨绿氢规划总量分别可装电解槽 28GW 和 19GW。预计在未来技术迭代和成本逐步下降的情况下，2025 年后电解水制氢设备及绿氢市场将持续加速。测算假设与过程如下：
- ✓ 以 1000 标方/小时碱性电解槽为例测算，基于电解槽不同的年运营小时数，绿氢生产规划量对应的电解槽装机规模将有所区别，当电解水制氢的电来自于光伏时，根据光伏年发电小时数，乐观和中性情况下预计电解槽分别年运行 1100 和 1500 小时，同时考虑到部分电解槽的电采用外购电力的情况，假设 2025 年光伏供电和外购电力占比均为 50%、外购电力年利用小时数为 4000 小时，100 万吨绿氢对应乐观和中性情况下电解槽装机量分别为 28GW 和 19GW。



图表38: 2025年中国对应电解槽装机量预计将达到19/28GW

中国绿氢市场空间预测（乐观估计）			中国绿氢市场空间预测（中性估计）		
绿氢规划量(万吨)	内蒙古	50	内蒙古	50	
	宁夏	8	宁夏	8	
	吉林	8	吉林	8	
	甘肃	20	甘肃	20	
	青海	4	青海	4	
	新疆	10	新疆	10	
	合计	100	合计	100	
匹配光伏设备年运营时长（小时）	1100	匹配光伏设备年运营时长（小时）	1500		
匹配外购电力年运营时长（小时）	4000	匹配外购电力年运营时长（小时）	4000		
电解槽装机量（GW）	28	电解槽装机量（GW）	19		

来源：各地政府官网、国金证券研究所

- ✓ PEM 电解槽前景向好，仍有较大降本空间。当前电解水制氢技术有三种，碱性电解槽（ALK）、纯水电解槽（PEM）和固体氧化物电解槽（SOEC），其中碱性电解槽技术更成熟，且价格更低，当前大规模应用更具备经济性，但启停时间相对 PEM 较长，且能耗更高、体积更大；PEM 效率更高、动态响应能力更强、更适合于与风光耦合、体积更小，但当前成本偏高，未来随着技术进步与规模效应，成本将逐步下降；SOEC 效率高，最高可达 90%，目前尚处实验室阶段。近两年来，国内 PEM 电解水制氢发展势头迅猛，多个兆瓦级 PEM 制氢项目相继投产，并在单体产氢量及核心零部件国产化等方面不断突破。

图表39: 三种电解水制氢技术对比

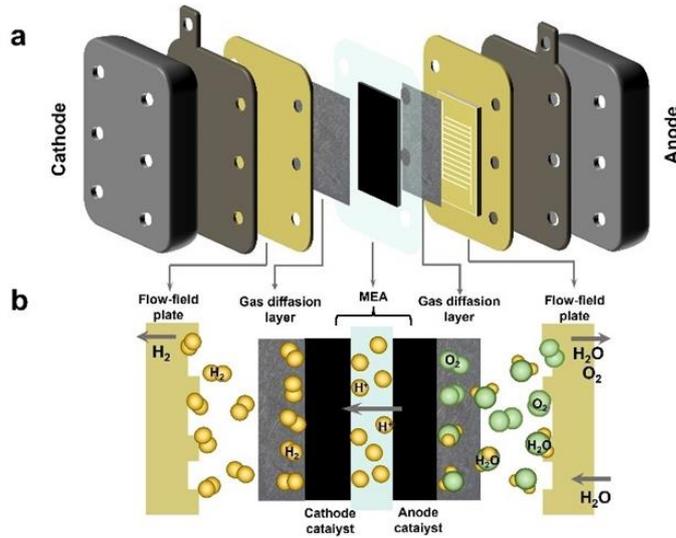
	碱性电解槽（ALK）	纯水电解槽（PEM）	固体氧化物电解槽（SOEC）
电解质/隔膜	30%氢氧化钾溶液/石棉膜	纯水/质子交换膜	固体氧化物
工作温度℃	70-90	50-80	700-1000
电流密度 A/cm ²	0.2-0.4	1-2	1-10
能源效率	60%-75%	70%-90%	85%-95%
负载范围	15%-100%	5%-120%	/
额定负载下冷启动时长/min	<50	<20	/
能耗/(kW·h·m ⁻³)	4.5-5.5	3.8-5.0	2.6-3.6
响应速度	较快	快	慢
系统运维	有腐蚀性液体，后期运维复杂，成本高	无腐蚀性液体，运维简单，成本低	目前以技术研究为主，尚无运维需求
电堆寿命/h	60000	5000-8000	/
设备成本/(元·kW ⁻¹)	3500-10000	7500-12000	/
有无污染	碱液污染	清洁无污染	无污染
特点	技术成熟，已基本实现工业大规模应用，成本低	具有较好的可再生能源适应性，现阶段成本较高，国内暂未实现商业化，质子交换膜更换成本较高，催化剂为贵金属	部分电能可以使用热能替代，转化效率较高，高温条件下材料选择困难，尚未实现商业化

来源：《“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望》、国金证券研究所

- 公司参股长春绿动，自主创新打破国外垄断。2021年11月，公司出资2.14亿元与国电投氢能科技等企业组建长春绿动，开展“PEM制氢”设备研发、制造，已自主开发形成50-250Nm³/h的系列“氢涌”PEM电解槽产品，电解槽零部件技术自主化率达到80%以上，制氢电耗≤4.3kWh/Nm³，波动范围在8%-135%；单槽额定产氢量400Nm³/h电解槽于2023年10月24日顺利下线出氢，突破了国外PEM装备生产制造领域的垄断形势。



图表40: PEM 电解槽的堆芯结构以及关键材料



来源:《Status and perspectives of key materials for PEM electrolyzer》国金证券研究所

四、试点综合智慧能源与多种储能

- 数字化智能化技术高歌猛进,重塑能源产业发展生态。《“十四五”现代能源体系规划》首次将“加快能源产业数字化智能化升级”独立成节,凸显数字化智能化技术从配角走向支撑功能的角色转变。《规划》提出,加快能源产业数字化智能化升级,要推动能源基础设施数字化,建设智慧能源平台和数据中心,实施智慧能源示范工程。

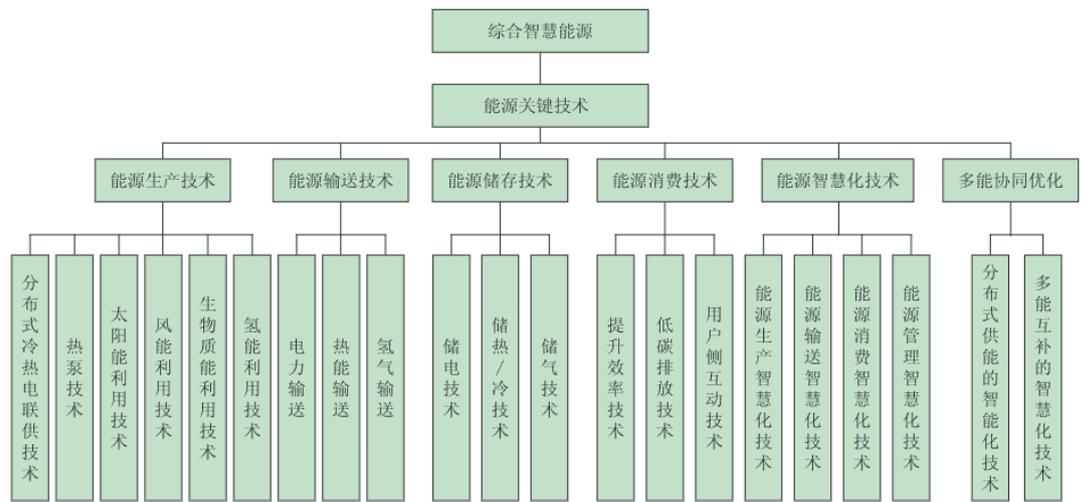
图表41: 《“十四五”现代能源体系规划》中能源产业数字化智能化升级规划

规划方向	主要内容
推动能源基础设施数字化	积极开展电厂、电网、油气田、油气管网、油气储备库、煤矿、终端用能等领域设备设施、工艺流程的智能化升级,提高能源系统灵活感知和高效生产运行能力
建设智慧能源平台和数据中心	因地制宜推进园区级、城市级、行业级平台建设,强化共性技术的平台化服务及商业模式创新,制定数据资源确权、开放、流通、交易相关制度,完善数据产权保护制度,加强能源数据资源开放共享
实施智慧能源示范工程	以多能互补的清洁能源基地、源网荷储一体化项目、综合能源服务、智能微网、虚拟电厂等新模式新业态为依托,开展智能调度、能效管理、负荷智能调控等智慧能源系统技术示范

来源:《“十四五”现代能源体系规划》、国金证券研究所



图表42：综合智慧能源系统架构



来源：《碳中和背景下综合智慧能源的发展现状及关键技术分析》、国金证券研究所

- 国家电投集团综合智慧能源产业发展已迈入快速路。从 2015 年提出综合智慧能源概念，到 2016-2019 年发布一系列综合智慧能源行动计划、工作标准，再到 2020 年 5 月正式组建综合智慧能源科技有限公司作为平台公司，国家电投集团综合智慧能源产业发展按下加速键。国家电投通过综合智慧零碳电厂、三网融合、县域开发三大业务推进综合智慧能源建设，截至 2022 年底，已完成 21 个省级综合智慧零碳电厂方案及 30 个市县级开发方案制定，保定、苏州、湖州、兰考等 25 个示范项目实现开工，可实现顶峰能力 95 万千瓦、调峰能力 131 万千瓦、年新增绿电 16 亿千瓦时、减排总量相当于减少 49 万吨标煤燃烧。
- 公司借力集团项目资源，开展试点。2023 年 4 月，公司与国家电投集团综合智慧能源科技有限公司在长春签订合作框架协议，借力国家电投的项目平台资源和先进数字化管控技术，拓展综合智慧能源数字管控和运维、能碳平台服务等领域的发展。公司已在大连、北京、海南和白城等多地设立综合智慧能源子公司，业务拓展纵横深入。

图表43：2023 年国家电投综合智慧零碳电厂项目汇总（部分）

项目名称	项目概况
日本茨城筑波市原医院综合智慧零碳电厂	顺利开工
漳州招商局经济技术开发区智慧零碳电厂一期项目(泰华工业园项目)	成功并网
黄河公司灵璧黄河综合智慧零碳电厂项目	成功并网(部分)
铝电公司青铜峡综合智慧零碳电厂项目	顺利开工
通州海力综合智慧能源项目(一期)	顺利接入配电网
贵州和平经开区增量配电网项目	成功送电
湖南省汨罗市循环经济产业园综合智慧零碳电厂项目(一期)	成功并网
湖南汝城县整县分布式光伏及综合智慧能源项目	成功并网
唐山双赢绿电替代——曹妃甸区装备制造产业园零碳电厂项目	成功投运
苏州吴江区综合智慧零碳电厂项目(一期)	成功并网
湖州综合智慧零碳电厂“和平共储”项目(一期)	成功投运

来源：IESPlaza 综合能源服务网、国金证券研究所

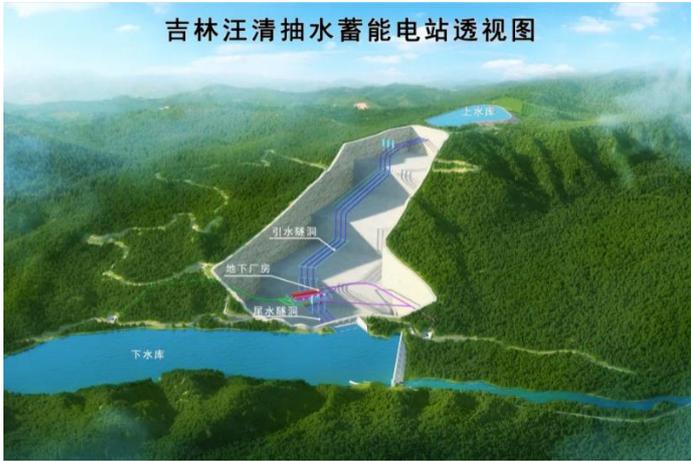
- 在大规模新能源消纳和平抑波动需求下，储能成为能源业务发展的必需品。公司以用户侧、电源侧、电网侧三种储能方式为切入点，开发了电化学储能、抽水储能、储热调峰等多形态的储能项目。
- ✓ 在物理储能方面，公司已与吉林省汪清县人民政府签署了《吉林汪清 5000MW 抽水蓄能电站项目专项投资合作协议》，推进汪清前河流域 5000MW 抽水蓄能项目开发建设。
- ✓ 在电化学储能方面，公司联合长兴太湖能谷科技有限公司、吉林大学创建吉林省首个储能领域科技创新中心，牵头成立吉电能谷储能公司，进行储能技术开发与项目投资。



目前，在浙江湖州，公司首个铅碳类“百兆瓦时”用户侧储能项目已顺利落地，在吉林白城，绿电产业示范园一期年产 5GWh 铅炭电池项目已正式投产，南北两大项目形成蓄电池与储能电站的上下游产业协同。

图表44：汪清抽水蓄能电站透视图

图表45：公司首个铅碳类“百兆瓦时”超威郎山用户侧储能项目



来源：吉电股份官方公众号、国金证券研究所

来源：吉电股份官方公众号、国金证券研究所

五、盈利预测与投资建议

5.1 盈利预测

- 火电业务营收预测：吉林新能源装机增长将带来火电加速转型，如前文所述，1H24 火电利用小时数同比-11.3%，主因省内新能源发展较快、对火电利用小时形成冲击。我们预计公司 24~26 年平均利用小时数将存在年降，但在固定煤电容量补偿的背景下，结合减少出力带来的调峰收益，我们预计火电平均上网电价有望上行。综上，预计火电业务 24~26 年实现营收分别为 44.6/42.7/40.6 亿元。

图表46：火电业务营收预测

		2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
火电	装机容量 (万千瓦)	330.0	330.0	330.0	330.0	330.0
	平均利用小时数 (小时)	3819.6	3849.0	3500.0	3300.0	3100.0
	上网电量 (亿千瓦时)	110.5	110.1	100.1	94.4	88.7
	平均上网电价 (不含税, 元/KWh)	0.426	0.439	0.446	0.452	0.458
	火电业务收入 (亿元)	47.10	48.38	44.62	42.69	40.62

来源：公司公告、国金证券研究所

- 风电、光伏业务营收预测：如前文所述，24/25 两年公司新能源合计规划装机 6.6GW，其中风电装机计划占比达 60%；24 年规划装机 2GW。考虑并网节奏后预计 24/25/26 年风电装机分别同比 +0.75/+1.97/+2.09GW；光伏装机分别同比 +0.65/+1.31/+1.48GW。基于风电利用小时数持平假设下，对应风电业务 24~26 年实现营收分别为 34.8/49.4/63.3 亿元；基于光伏 24 年利用小时数下降、后续持平假设下，对应光伏业务 24~26 年实现营收分别为 40.8/46.3/52 亿元。



图表47: 风电业务营收预测

		2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
风电	装机容量 (万千瓦)	326.8	346.8	466.8	740.8	940.8
	考虑并网节奏的装机容量 (万千瓦)	323.5	328.5	403.5	600.5	810.1
	平均利用小时数 (小时)	2075.3	2079.9	2079.9	2079.9	2079.9
	上网电量 (亿千瓦时)	66.1	67.1	82.5	122.7	165.6
	平均上网电价 (不含税, 元/KWh)	0.452	0.442	0.422	0.402	0.382
	风电业务收入 (亿元)	29.9	29.7	34.8	49.4	63.3

来源: 公司公告、国金证券研究所

图表48: 光伏业务营收预测

		2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
光伏	装机容量 (万千瓦)	579.6	662.3	742.3	925.3	1075.3
	考虑并网节奏的装机容量 (万千瓦)	558.7	616.4	681.4	812.9	961.1
	平均利用小时数 (小时)	1501.2	1460.2	1435.0	1435.0	1435.0
	上网电量 (亿千瓦时)	83.1	89.1	96.8	115.5	136.6
	平均上网电价 (不含税, 元/KWh)	0.447	0.441	0.421	0.401	0.381
	光伏业务收入 (亿元)	37.1	39.3	40.8	46.3	52.0

来源: 公司公告、国金证券研究所

- 热力业务营收预测: 如前文所述, 1H24 产热量同比+21%, 供热产能利用率有所上升, 或主要由工业蒸汽供应量上升所致。因此, 我们预计 24 年售热量同比有所修复, 25/26 年持平, 预计 24~26 年营收保持约 12.1 亿元。

图表49: 热力业务营收预测

		2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
热力	售热量 (万GJ)	2976.5	2737.9	3132.8	3132.8	3132.8
	售热单价 (元/GJ, 不含税)	38.0	38.6	38.6	38.6	38.6
	售热业务收入 (亿元)	11.3	10.6	12.1	12.1	12.1

来源: 公司公告、国金证券研究所

- 氢能业务营收预测: 如前文所述, 公司目前建设的氨基能源项目主要包含 18 万吨/年的大安项目和 20 万吨/年的梨树项目。绿色氨产能 2025 年逐步爬坡, 当年产能折半测算、2026 年满产, 对应 25/26 年绿色氨产量 9 万吨/18 万吨, 售价预计在 6000 元/吨, 预计 25/26 年营收约为 5.4/10.8 亿元; 绿色甲醇项目考虑到产能爬坡及产品出口认证过程, 预计项目 2026 年投产, 当年贡献销量 5 万吨, 售价为 7000 元/吨, 预计 26 年贡献营收为 3.5 亿元。

图表50: 氢能业务营收预测

		2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
绿色氨	销量 (万吨)				9	18
	售价 (元/吨, 不含税)				6000	6000
	业务收入 (亿元)				5.4	10.8
绿色甲醇	销量 (万吨)					5
	售价 (元/吨, 不含税)					7000
	业务收入 (亿元)					3.5

来源: 公司公告、国金证券研究所

- 毛利率预测: (1) 火电板块: 煤价下行、容量补偿+辅助服务助力火电通过以价换量



的方式在利用小时数下滑的背景下保持总毛利的稳定，预计 24~26 年分别为 21%/22%/23.1%；(2) 风电、光伏板块：平价项目占比提升、市场化交易比例提升，拉低平均电价及毛利率水平，预计 24~26 年风电毛利率分别为 48.8%/47%/45.1%，预计 24~26 年光伏毛利率分别为 41.9%/39.8%/37.5%；(3) 热力板块：伴随燃料成本下降，毛利率盼修复，预计 24~26 年分别为-33.1%/-25.3%/-17.5%；(4) 氢能板块：由于目前国内尚未有风光氢氨一体化项目实际投运，我们参考 1H24 化工龙头企业华鲁恒升的化工产品综合毛利率数据 21.2%，暂不考虑绿色溢价，预计公司氢能业务（产品为绿氨、绿醇）25~26 年毛利率维持约 20%。

图表51：公司分业务营收、毛利率预测（百万元，%）

		2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
火电	营收	4710.4	4837.7	4462.4	4268.8	4061.8
	YOY(%)	10.3%	2.7%	-7.8%	-4.3%	-4.8%
	毛利率	15.0%	18.3%	21.0%	22.0%	23.1%
	毛利润	707.0	887.1	938.6	938.6	938.6
风电	营收	2988.5	2970.0	3483.1	4938.4	6331.1
	YOY(%)	15.9%	-0.6%	17.3%	41.8%	28.2%
	毛利率	52.8%	50.3%	48.8%	47.0%	45.1%
	毛利润	1577.2	1494.4	1698.6	2323.4	2857.3
光伏	营收	3711.8	3930.8	4076.9	4632.7	5204.1
	YOY(%)	35.7%	5.9%	3.7%	13.6%	12.3%
	毛利率	47.7%	44.4%	41.9%	39.8%	37.5%
	毛利润	1769.0	1746.2	1708.0	1844.2	1950.9
热力	营收	1131.4	1056.9	1209.3	1209.3	1209.3
	YOY(%)	-14.1%	-6.6%	14.4%	0.0%	0.0%
	毛利率	-48.3%	-50.9%	-33.1%	-25.3%	-17.5%
	毛利润	-546.9	-538.2	-399.7	-305.7	-211.8
氢能	营收				540.0	1430.0
	YOY(%)					164.8%
	毛利率				20.0%	20.0%
	毛利润				108.0	286.0
其他	营收	2412.6	1647.2	1729.5	1816.0	1906.8
	YOY(%)	5.9%	-31.7%	5.0%	5.0%	5.0%
	毛利率	2.9%	7.9%	7.9%	7.9%	7.9%
	毛利润	70.9	129.6	136.1	142.9	150.1
合计	营收	14954.8	14442.6	14961.3	17405.2	20143.1
	YOY(%)	13.5%	-3.4%	3.6%	16.3%	12.4%
	毛利率	23.9%	25.8%	27.3%	29.0%	29.6%
	毛利润	3577.2	3719.2	4081.6	5051.4	5971.1

来源：公司公告、国金证券研究所

- 费用率预测：22/23 年公司管理费率分别为 1.1%/1.5%，预计未来管理费率稳定在约 1.45%；22/23 年公司研发费率分别为 0.4%/0.6%，预计未来研发费率稳定在约 0.5%。
- 盈利预测结果：综合考虑火电盈利改善、新能源新增装机贡献增量，我们预计公司 24~26 年分别实现归母净利润 11.7/14.3/17.6 亿元，分别同比+28.3%/+22.9%/+22.6%。

5.2 投资建议及估值

- 给予公司 24 年 PE 15 倍，给予目标价 6.27 元。预计 24~26 年公司实现归母净利润分别为 11.7/14.3/17.6 亿元。在可比公司选取上综合考虑业务范围和体量规模，选取



火电转型绿电的全国发电商华能国际、地区发电商福能股份；选取全国绿电运营商龙源电力、三峡能源，以及地区绿电运营商云南能投。可比公司 24 年 PE 一致预期均值为 13 倍、中位数为 15 倍，25 年 PE 一致预期均值为 12 倍、中位数为 13 倍。根据我们的盈利预测结果，公司当前股价对应 24/25 年 PE 分别为 11/9 倍。看好公司火电盈利改善，新机投运带来业绩成长性。因此给予公司 24 年 PE 15 倍估值。基于此，给予公司目标价 6.27 元。首次覆盖，给予公司“买入”评级。

图表52：可比公司估值比较（更新至9月13日）

代码	证券简称	总市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	EPS (元/股)					PE				
				9月13日	9月13日	22A	23A	24E	25E	26E	22A	23A	24E
600011.SH	华能国际	879.8	6.4	-0.61	0.35	0.79	1.01	1.06	-11	18	8	6	6
600483.SH	福能股份	235.9	9.0	1.33	1.03	1.14	1.21	1.34	7	9	8	7	7
001289.SZ	龙源电力	851.3	13.7	0.58	0.73	0.81	0.91	1.01	23	19	17	15	14
600905.SH	三峡能源	1,164.9	4.1	0.25	0.25	0.27	0.31	0.35	16	16	15	13	12
002053.SZ	云南能投	91.4	9.9	0.36	0.52	0.87	1.00	1.16	27	19	11	10	9
中位数				0.58	0.73	0.81	0.91	1.01	16	16	15	13	12
平均值				0.72	0.67	0.74	0.81	0.90	15	15	13	12	11
000875.SZ	吉电股份	122.8	4.4	0.24	0.33	0.42	0.51	0.63	18	13	11	9	7

来源：Wind，国金证券研究所，注1：市盈率 PE 计算基于 9/13 日收盘价；注2：吉电股份 24~26 年 EPS 取值于本报告盈利预测结果，华能国际、云南能投 24~26 年 EPS 取值于国金研究所已发布研究报告的预测，其余公司取值于 Wind 一致预期

六、风险提示

- 新能源新增装机不及预期风险。公司“十四五”规划新增装机量较大，若未来因建设成本、项目指标获取等因素导致建设速度放缓，将致公司新能源新增装机量不及预期。
- 新能源电价下降风险。公司新能源开发立足东北、放眼全国。当前新能源市场化交易占比呈扩大趋势，新能源参与市场面临折价风险。若公司项目布局地区的用电需求不足、新能源消纳能力受限，将对新能源电价带来不利影响。
- 煤炭价格波动风险。公司火电机组均为热电联产机组，煤炭价格波动将同时影响火电业务、热力业务经营情况。吉林省迎峰度夏和迎峰度冬期间煤炭供应紧张，价格呈现波动趋势，若后续煤价上行，将对业务毛利率带来不利影响。
- 调峰辅助服务政策变动风险。调峰辅助服务市场是我国火电转型、电力市场建设过程中的过渡性产物，调峰辅助服务的价格制定仍受到较强的政策指导。若随着后续吉林电力现货市场建设推进，调峰辅助服务市场并入现货市场，或对公司火电业务现有商业模式带来新的变化。
- 氢能业务进展不及预期风险。电解槽离网制氢处在产业化初期，是否稳定制氢是项目连续化生产的关键；氢基能源的绿色溢价存在下降的风险。


附录：三张报表预测摘要
损益表 (人民币百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
主营业务收入	13,178	14,955	14,443	14,961	17,405	20,143
增长率		13.5%	-3.4%	3.6%	16.3%	15.7%
主营业务成本	-10,372	-11,378	-10,723	-10,880	-12,354	-14,172
%销售收入	78.7%	76.1%	74.2%	72.7%	71.0%	70.4%
毛利	2,806	3,577	3,719	4,082	5,051	5,971
%销售收入	21.3%	23.9%	25.8%	27.3%	29.0%	29.6%
营业税金及附加	-108	-116	-123	-127	-148	-171
%销售收入	0.8%	0.8%	0.8%	0.9%	0.9%	0.9%
销售费用	0	0	0	0	0	0
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用	-147	-171	-213	-217	-252	-292
%销售收入	1.1%	1.1%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
研发费用	-57	-62	-79	-75	-87	-101
%销售收入	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
息税前利润 (EBIT)	2,493	3,229	3,305	3,663	4,564	5,407
%销售收入	18.9%	21.6%	22.9%	24.5%	26.2%	26.8%
财务费用	-1,685	-1,834	-1,482	-1,158	-1,461	-1,803
%销售收入	12.8%	12.3%	10.3%	7.7%	8.4%	8.9%
资产减值损失	-50	-108	-119	-5	-1	-1
公允价值变动收益	0	0	0	0	0	0
投资收益	-4	83	66	70	70	70
%税前利润	n.a	5.8%	3.5%	2.6%	2.1%	1.9%
营业利润	906	1,454	1,858	2,670	3,272	3,774
营业利润率	6.9%	9.7%	12.9%	17.8%	18.8%	18.7%
营业外收支	70	-31	40	0	0	0
税前利润	975	1,424	1,898	2,670	3,272	3,774
利润率	7.4%	9.5%	13.1%	17.8%	18.8%	18.7%
所得税	-190	-243	-335	-454	-589	-717
所得税率	19.5%	17.1%	17.6%	17.0%	18.0%	19.0%
净利润	785	1,181	1,563	2,216	2,683	3,057
少数股东损益	335	509	655	1,050	1,250	1,300
归属于母公司的净利润	450	672	908	1,166	1,433	1,757
净利率	3.4%	4.5%	6.3%	7.8%	8.2%	8.7%

现金流量表 (人民币百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
净利润	785	1,181	1,563	2,216	2,683	3,057
少数股东损益	335	509	655	1,050	1,250	1,300
非现金支出	2,884	3,467	3,672	3,913	5,118	6,566
非经营收益	1,633	1,745	1,451	1,098	1,411	1,755
营运资金变动	-1,865	936	-1,241	-1,050	-818	-867
经营活动现金净流	3,437	7,328	5,445	6,176	8,393	10,511
资本开支	-7,011	-6,691	-6,754	-10,576	-24,845	-17,388
投资	-238	-548	-725	-70	0	0
其他	33	0	1,670	73	70	70
投资活动现金净流	-7,217	-7,239	-5,810	-10,573	-24,775	-17,318
股权募资	2,518	4,759	573	0	0	0
债权募资	3,834	450	3,994	6,373	18,589	9,352
其他	-2,155	-5,041	-4,299	-1,510	-1,843	-2,215
筹资活动现金净流	4,197	168	268	4,863	16,746	7,137
现金净流量	418	258	-96	466	365	330

资产负债表 (人民币百万元)

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
货币资金	932	1,348	1,100	1,267	1,425	1,612
应收款项	8,692	8,950	8,636	9,312	10,834	12,538
存货	411	266	141	234	265	304
其他流动资产	1,908	1,184	1,152	1,070	1,107	1,152
流动资产	11,943	11,749	11,028	11,883	13,631	15,606
%总资产	17.9%	16.4%	14.4%	14.1%	12.9%	13.2%
长期投资	984	1,410	1,649	1,716	1,716	1,716
固定资产	50,093	54,306	57,753	63,907	83,567	94,325
%总资产	75.0%	75.9%	75.2%	75.8%	79.0%	79.5%
无形资产	922	1,161	2,050	2,192	2,328	2,459
非流动资产	54,809	59,770	65,723	72,460	92,187	103,010
%总资产	82.1%	83.6%	85.6%	85.9%	87.1%	86.8%
资产总计	66,752	71,519	76,751	84,343	105,818	118,616
短期借款	13,750	11,985	11,770	14,320	32,910	42,262
应付款项	4,070	4,726	4,310	4,575	5,195	5,960
其他流动负债	3,602	612	1,373	750	902	1,060
流动负债	21,423	17,322	17,453	19,645	39,007	49,282
长期贷款	26,310	29,160	32,967	36,967	36,967	36,967
其他长期负债	4,739	5,099	6,596	6,114	5,907	5,764
负债	52,472	51,581	57,016	62,726	81,881	92,013
普通股股东权益	10,456	11,172	11,799	12,630	13,700	15,066
其中：股本	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790
未分配利润	514	1,235	1,836	2,667	3,738	5,104
少数股东权益	3,824	8,766	7,937	8,987	10,237	11,537
负债股东权益合计	66,752	71,519	76,751	84,343	105,818	118,616

比率分析

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
每股指标						
每股收益	0.161	0.241	0.326	0.418	0.514	0.630
每股净资产	3.748	4.004	4.229	4.526	4.910	5.400
每股经营现金净流	1.232	2.626	1.952	2.214	3.008	3.767
每股股利	0.000	0.000	0.110	0.120	0.130	0.140
回报率						
净资产收益率	4.31%	6.01%	7.70%	9.23%	10.46%	11.66%
总资产收益率	0.67%	0.94%	1.18%	1.38%	1.35%	1.48%
投入资本收益率	3.68%	4.23%	4.00%	3.97%	3.84%	4.00%
增长率						
主营业务收入增长率	30.99%	13.49%	-3.42%	3.59%	16.34%	15.73%
EBIT增长率	21.22%	29.51%	2.34%	10.83%	24.61%	18.47%
净利润增长率	-5.79%	49.14%	35.24%	28.34%	22.94%	22.56%
总资产增长率	19.01%	7.14%	7.32%	9.89%	25.46%	12.09%
资产管理能力						
应收账款周转天数	208.8	207.7	215.8	220.0	220.0	220.0
存货周转天数	12.3	10.9	6.9	8.0	8.0	8.0
应付账款周转天数	107.8	106.0	114.9	116.0	116.0	116.0
固定资产周转天数	1,223.9	1,222.9	1,308.1	1,437.3	1,668.7	1,655.0
偿债能力						
净负债/股东权益	274.01%	209.76%	238.80%	248.01%	300.97%	305.26%
EBIT利息保障倍数	1.5	1.8	2.2	3.2	3.1	3.0
资产负债率	78.61%	72.12%	74.29%	74.37%	77.38%	77.57%

来源：公司年报、国金证券研究所


市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	0	2	2	9
增持	0	0	2	2	0
中性	0	0	0	0	0
减持	0	0	0	0	0
评分	0.00	0.00	1.50	1.50	1.00

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
 3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；

中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；

减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号 紫竹国际大厦 5 楼	地址：北京市东城区建内大街 26 号 新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究