

坐拥雅砻江优质资源，水风光协同助力成长

2024年9月30日

核心观点

- 背靠国投集团，水电贡献核心利润。**公司是国投集团电力业务的唯一上市平台，拥有多元化的发电资产组合。截至23年末，公司发电装机容量达到4085.66万千瓦，其中，水火风光分别为2128、1254.08、318.25、385.33万千瓦。得益于较好的盈利水平，23年水电业务收入贡献度45%，但毛利贡献度达到75%，为公司核心利润来源。
- 水电：坐拥雅砻江优质资源，奠定公司基本盘。**公司水电资产主要布局雅砻江流域，23年末装机1920万千瓦，占水电总装机的90%。雅砻江盈利能力处于可比公司前列，20-23年度电净利润0.081-0.101元/千瓦时，同期长江电力、华能水电、大渡河分别为0.087-0.106、0.052-0.077、0.036-0.044元/千瓦时。拆分雅砻江度电净利润的驱动因素，我们认为主要来自两方面：1) 外送消纳带来的高电价，23年为0.274元/千瓦时（不含税），高于可比公司的0.023-0.060元/千瓦时；2) 较强的调节能力和相对较小的来水波动性带来的高利用小时数，23年为4427小时，仅次于长江电力。展望未来，我们认为短期来水改善和三大调节性水库接近蓄满状态支撑公司24年业绩表现；中期来看，卡拉、孟底沟、牙根一级水电站有望在2030年前后贡献增量，合计装机容量372万千瓦，占雅砻江目前在运装机的19%；长期来看，卡拉、孟底沟、牙根一级水电站投产后，雅砻江流域剩余待开发水电装机695万千瓦。
- 新能源：水风光协同发展，打造第二增长曲线。**公司新能源开发遵循雅砻江和非雅砻江两条路径展开。其中，雅砻江方面，得益于较好的资源禀赋，风、光项目利用小时数高于全国平均水平387、449-549小时；此外，水风光互补运行产生的电量增发效益达到12%-18%；二者叠加助力实现优于可比公司的盈利水平，23年度电净利润和净利润率分别为0.154元/千瓦时、37%，高于可比公司0.029元/千瓦时、8.8pct。展望未来，雅砻江流域风光资源超6000万千瓦，支撑公司长期成长性；而短期来看，我们预计有484万千瓦新能源项目将在24-26年陆续投产，占23年末在运装机的299%。非雅砻江方面，公司新能源项目在全国范围内多点开花，且在建项目储备丰富，截至23年末，在建项目规模为429万千瓦，占在运装机的79%。
- 火电：装机弹性40%，盈利水平持续修复。**公司火电业务主要布局福建、广西、天津等沿海地区。我们预计公司十四五末至十五五初火电新增装机规模为498万千瓦，占23年末累计装机容量的40%，具备较大增长弹性。而依托进口煤的性价比优势，公司火电度电盈利水平优于可比公司，23年、24H1度电净利润分别为0.026、0.039元/kWh。展望未来，我们认为在全球煤炭供需偏宽松的背景下，进口煤价维持偏弱运行，支撑公司火电盈利稳中有升。
- 投资建议：**预计公司24-26年归母净利润分别为77.9、87.0、94.9亿元，对应24E PE 16.22x、PB 1.99x，相较可比公司24E加权平均估值19.11x、2.31x仍有提升空间。绝对估值法下，公司合理每股价值区间为16.53-22.68元。
- 风险提示：**来水不及预期的风险；煤炭价格大幅上涨的风险；上网电价下调的风险；新项目建设进度&投产时间不及预期的风险等。

主要财务指标预测

	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	56711.86	61237.71	65535.19	70035.27
收入增长率%	12.32	7.98	7.02	6.87
归母净利润(百万元)	6704.94	7791.73	8701.58	9493.06
利润增速%	64.31	16.21	11.68	9.10
毛利率%	36.08	38.19	38.74	39.29
摊薄EPS(元)	0.90	1.05	1.17	1.27
PE	18.84	16.22	14.52	13.31
PB	2.14	1.99	1.88	1.77
PS	2.23	2.06	1.93	1.80

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

国投电力 (600886.SH)

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

2024-09-30

股票代码	600886
A股收盘价(元)	16.95
上证指数	3336.50
总股本(万股)	745,418
实际流通A股(万股)	696,587
流通A股市值(亿元)	1,181

相对沪深300表现图

2024-09-30



资料来源：中国银河证券研究院

相关研究

目录

Catalog

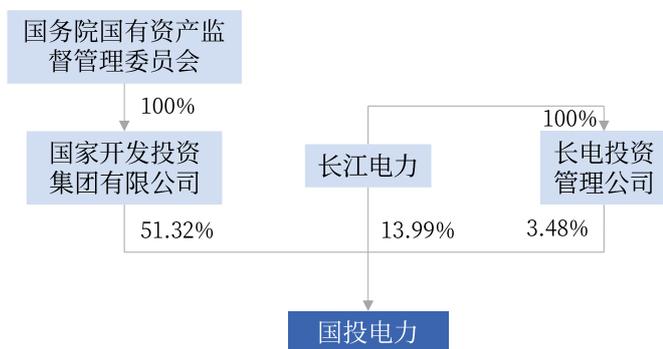
一、 背靠国投集团，水电贡献核心利润.....	3
(一) 国投集团旗下唯一综合电力上市平台.....	3
(二) 水电贡献核心利润，盈利能力持续提升.....	4
二、 水电：坐拥雅砻江优质资源，奠定公司基本盘	8
(一) 国内大水电资源稀缺，公司坐拥雅砻江流域开发权	8
(二) 高电价&高利用小时驱动雅砻江盈利能力处于可比公司领先水平.....	9
(三) 短期看来水改善&梯级补偿效应，长期看雅砻江中游剩余电站投产	12
三、 新能源：水风光协同发展，打造第二增长曲线.....	16
(一) 装机快速增长，电价有所承压.....	16
(二) 雅砻江水风光一体化协同发展，盈利水平佳&装机弹性大.....	17
(三) 雅砻江流域以外新能源项目多点开花.....	20
四、 火电：装机弹性 40%，盈利水平持续修复.....	23
(一) 未来仍有新机组投产，装机容量弹性达 40%	23
(二) 度电盈利处于可比公司较高水平，预计未来稳中有升	24
五、 盈利预测与估值.....	27
(一) 盈利预测.....	27
(二) 相对估值.....	29
(三) 绝对估值：合理每股价值区间为 16.53-22.68 元.....	30
六、 风险提示.....	31

一、背靠国投集团，水电贡献核心利润

(一) 国投集团旗下唯一综合电力上市平台

公司是国投集团电力业务的唯一上市平台。公司前身为中国石化集团荆门石油化工总厂于1989年发起设立的湖北兴化。2002年，湖北兴化以所拥有的全部资产和负债与国投集团持有的国投甘肃小三峡发电公司、靖远第二发电公司、徐州华润电力公司进行置换，自此，公司主业由石油转变为电力。截至2024Q1末，国投集团持有公司51.32%的股份，为公司第一大股东。国投集团目前重点打造“能源产业”“数字/科技”“民生健康”“产业金融”四大业务板块，其中能源产业涉及电力、能源港口、生物能源等，公司是其电力业务的唯一上市平台。

图1：公司股权结构（截至2024H1末）



资料来源：Wind、天眼查、中国银河证券研究院

图2：国投集团业务布局



资料来源：公司官网、Wind、中国银河证券研究院

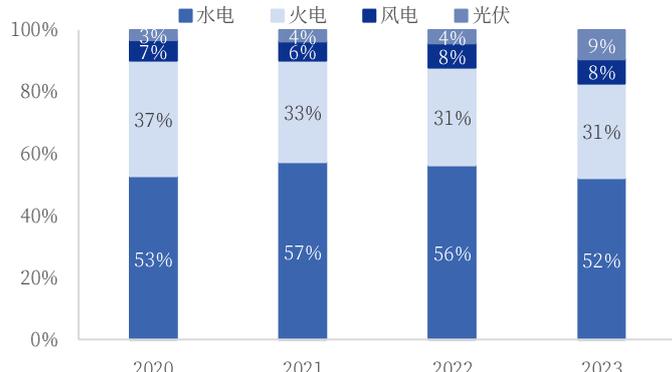
公司拥有多元化的发电资产组合，水火风光并举。截至2023年末，公司发电装机容量达到4085.66万千瓦。其中，水电2128万千瓦，占比52%；火电1254.08万千瓦(含3.48万千瓦垃圾发电)，占比31%；风电318.25万千瓦，占比8%；光伏385.33万千瓦，占比9%。

图3：公司装机容量（万千瓦）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图4：公司装机容量结构



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

公司水电资产主要布局雅砻江、澜沧江、黄河流域。截至2023年末，公司2128万千瓦水电装机容量中，雅砻江流域水电站贡献1920万千瓦，占比90%。公司在澜沧江流域拥有大朝山水电站，装机容量135万千瓦；在黄河流域拥有大峡、小峡、乌金峡水电站（合称小三峡），装机容量73万千瓦。火电资产聚焦天津、广西、福建、贵州四省。截至2023年末，公司1251万千瓦火电（不

含垃圾发电)装机容量中,天津、广西、福建、贵州分别贡献 400、392、399、60 万千瓦,占比 32%、31%、32%、5%。

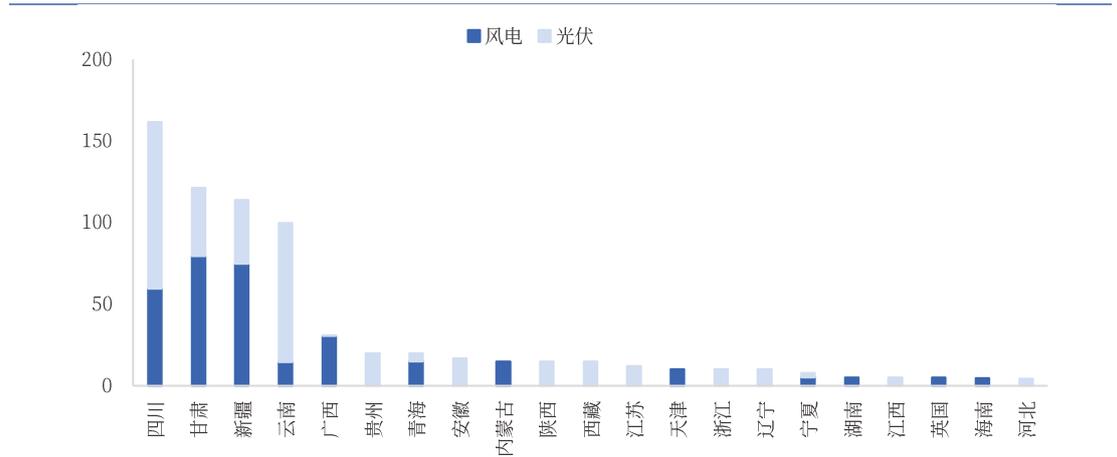
表1: 公司水电、火电资产区域分布 (截至 2023 年末)

发电资产类型	地区	对应子公司	持股比例	装机容量 (万千瓦)
水电	四川	雅砻江公司	52%	1920
	云南	大朝山公司	50%	135
	甘肃	小三峡公司	60.45%	73
火电	天津	国投北疆公司	64%	400
	广西	国投钦州发电公司	61%	326
		国投钦州二电公司	90%	66
	福建	华夏电力公司	56%	120
		湄洲湾电力公司	51%	278.6
	贵州	国投盘江公司	55%	60

资料来源: 公司公告、公司官网、Wind、中国银河证券研究院

公司新能源发电资产以水电为中心辐射全国。截至 2023 年末, 公司新能源装机合计 704 万千瓦, 其中, 水风光一体化发展战略下, 公司水电资产主要分布区域四川省的新能源装机规模最大, 为 162 万千瓦, 占比约 23%。此外, 甘肃、新疆、云南等地也占据较大比例。但整体而言, 公司新能源发电资产的布局较为分散。

图5: 公司新能源发电资产区域分布 (万千瓦)

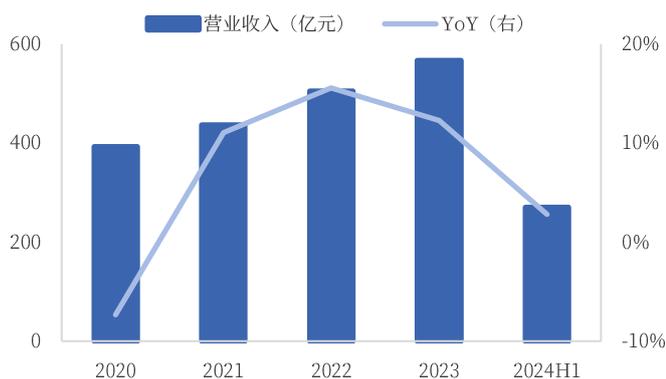


资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

(二) 水电贡献核心利润, 盈利能力持续提升

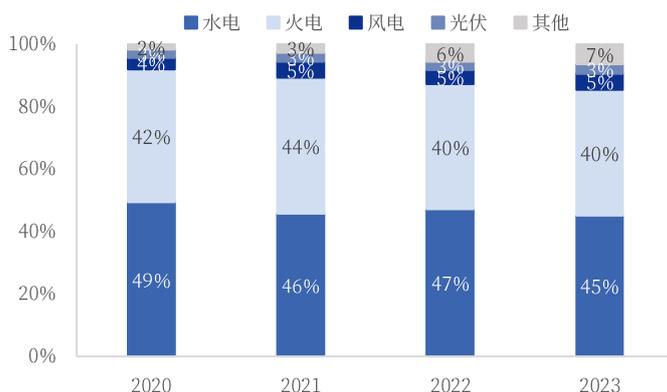
水电+火电收入贡献度 85%, 来水对公司影响较大。2023 年, 公司实现营业收入 567 亿元, 同比增长 12.3%。分业务板块来看, 水电业务实现收入 256 亿元, 占比 45%, 同比增长 8%; 正向影响主要来自于电价上涨, 负向影响主要来自于来水偏枯导致的发电量下滑。火电业务 2023 年实现收入 229 亿元, 占比 40%, 同比增长 13%。受煤炭价格下行影响, 公司火电上网电价有所下降, 但在水电出力偏弱背景下, 火电发电量增加显著, 从而驱动火电业务收入增长。风电业务 2023 年实现收入 29 亿元, 占比 5%, 同比增长 22%; 光伏发电 2023 年实现收入 17 亿元, 占比 3%, 同比增长 32%。新能源发电尽管上网电价受市场化交易占比提升和平价项目并网影响有所下滑, 但在装机规模快速增长下, 收入仍实现较快增长。2024H1, 公司实现营收 271 亿元, 同比增长 2.8%, 增速有所放缓, 主要系同期来水改善, 但上网电价下降所致。

图6: 公司营业收入&同比变化



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

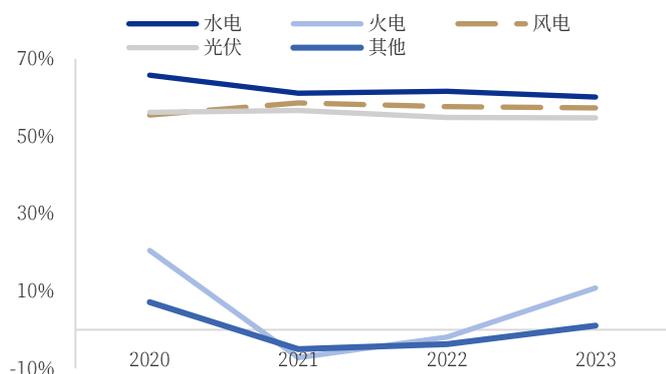
图7: 公司收入结构



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

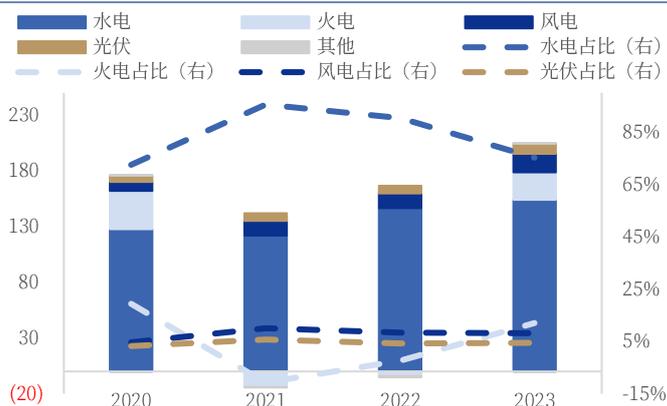
水电毛利率较高叠加火电盈利波动，水电成为公司核心利润来源。公司水电业务毛利率处于较高水平，2020年达到65.8%，近三年在来水波动以及新机组投产影响下有所下滑，但2023年仍维持在60%以上。水电业务较高的毛利率使得其对公司整体毛利额的贡献度较为可观，正常情况下可达70%-75%。2021-2022年，水电业务毛利贡献度一度超过90%，主要系煤炭价格大幅上涨使得火电业务盈利承压、毛利率转负所致。风电、光伏发电毛利率略低于水电，2023年分别为57.3%、54.8%，对应毛利贡献度8%、4%。

图8: 公司分业务板块毛利率



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

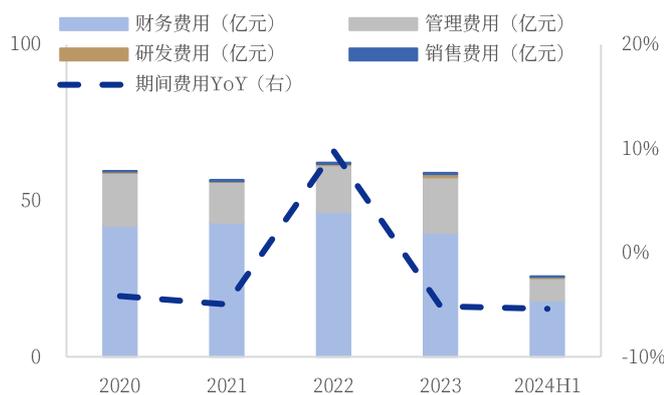
图9: 公司不同业务毛利额&占比情况 (亿元)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

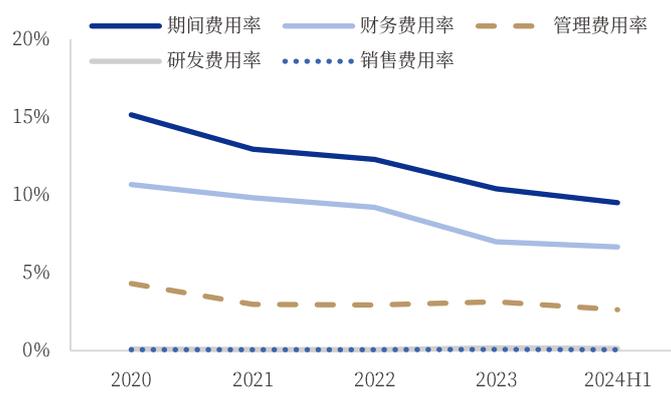
费用管控能力优秀，期间费用率持续下行。公司期间费用以财务费用和管理费用为主。从绝对值来看，除2022年两杨水电站完全投产导致期间费用有所上升外，其余年份均保持下降态势。2023年、2024H1，公司期间费用分别为58.9、25.8亿元，同比下降5.2%、5.4%。从相对水平来看，公司期间费用率自2020年以来持续下降，2023年、2024H1分别为10.4%、9.5%，同比减少1.9、0.8pct。未来随着还款推进&综合融资成本下降，公司期间费用率有望进一步优化。

图10: 公司期间费用情况



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

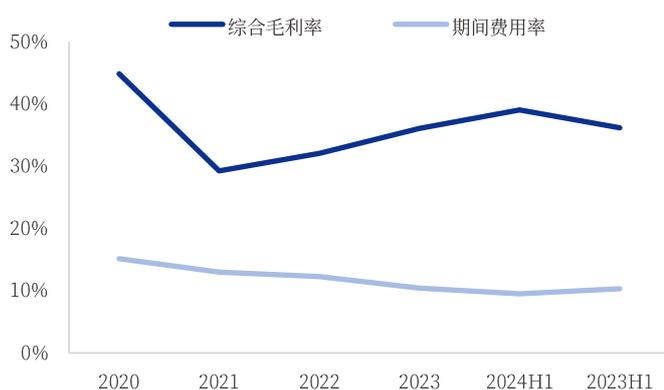
图11: 公司期间费用率



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

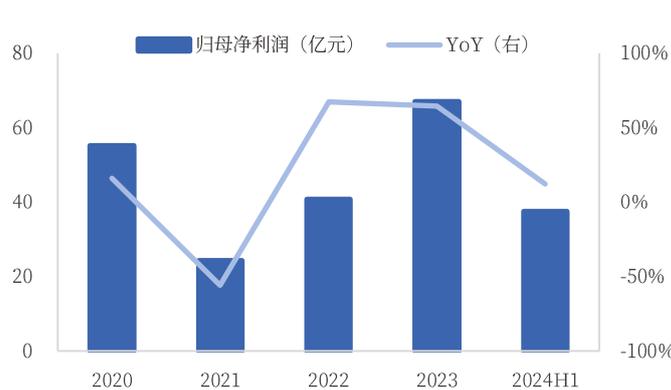
毛利率改善&期间费用优化双管齐下，归母净利润实现较快增长。2023年、2024H1，公司分别实现归母净利润67.0、37.4亿元，同比增长64.4%、12.2%，远超同期营收增速，主要得益于毛利率提升和期间费用率下降的双重加持。

图12: 公司综合毛利率&期间费用率变动情况



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

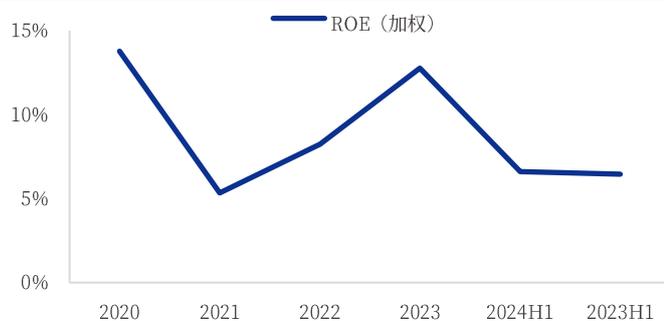
图13: 公司归母净利润&同比增速



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

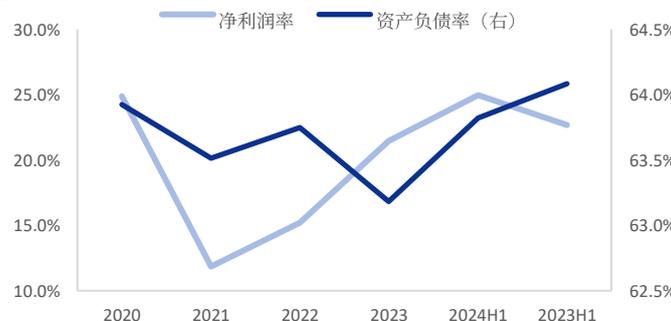
ROE持续提升，资产负债率不断优化。24H1，公司ROE(加权)为6.62%，同比提升0.18pct。拆分来看，公司ROE的提升主要来自盈利能力的提升，而非杠杆水平的提升。2024H1，公司净利润率达到了25.0%，同比提升2.3pct；截至2024H1末，公司资产负债率为63.8%，同比下降0.3pct。

图14: 公司ROE(加权)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图15: 公司资产负债率



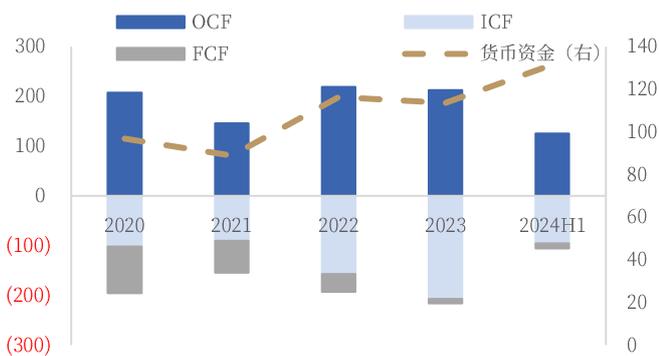
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

现金流情况良好，资金实力雄厚。得益于水电和火电业务良好的现金流，公司近年来在满足较高资本开支的情况下，净融资额维持负值。截至2024H1末，公司在手货币资金131.6亿元，资金

实力雄厚。

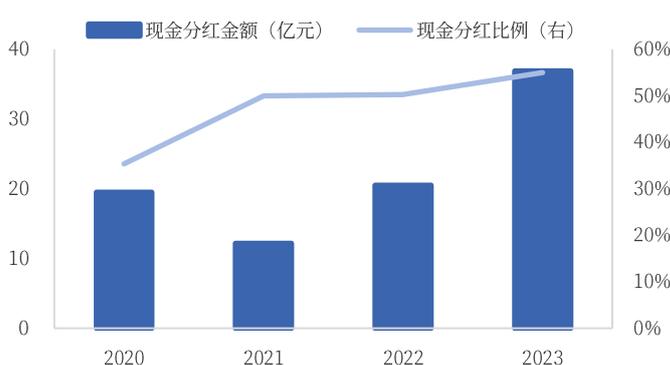
现金分红比例持续提升，股息率位列可比公司第一名。2020年以来，公司分红比例持续提升，2023年达到55%，在三家可比公司中仅次于长江电力。而从股息率来看，以2024年9月30日股价为基准，公司股息率达到2.92%，超过长江电力位列可比公司第一名，彰显投资性价比。展望未来，公司于2024年9月17日发布《未来三年（2024年-2026年）股东回报规划》，明确2024年-2026年拟每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的55%，较2021-2023年的50%提升5pct，现金分红比例有望实现稳中有升。

图16: 公司现金情况 (亿元)



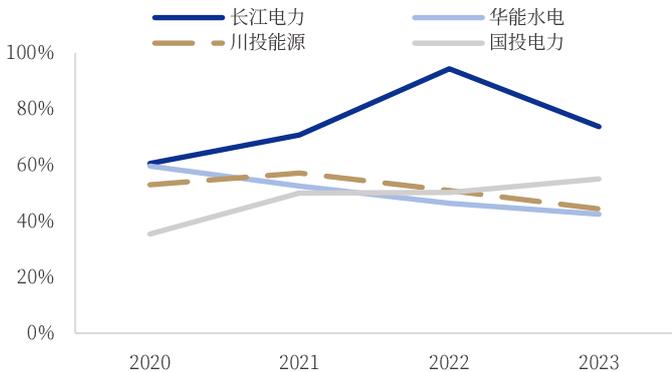
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图17: 公司现金分红金额&比例



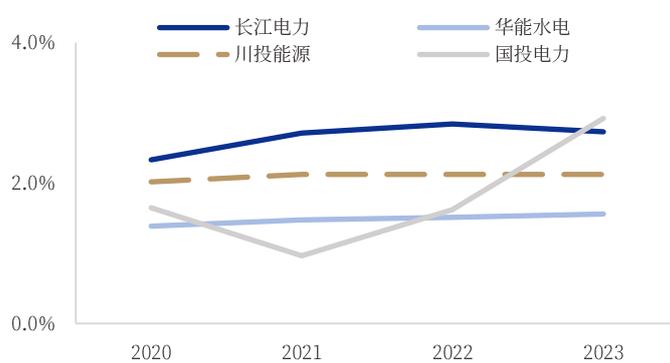
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图18: 公司&可比公司现金分红比例



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

图19: 公司&可比公司股息率 (截至 2024/9/30)



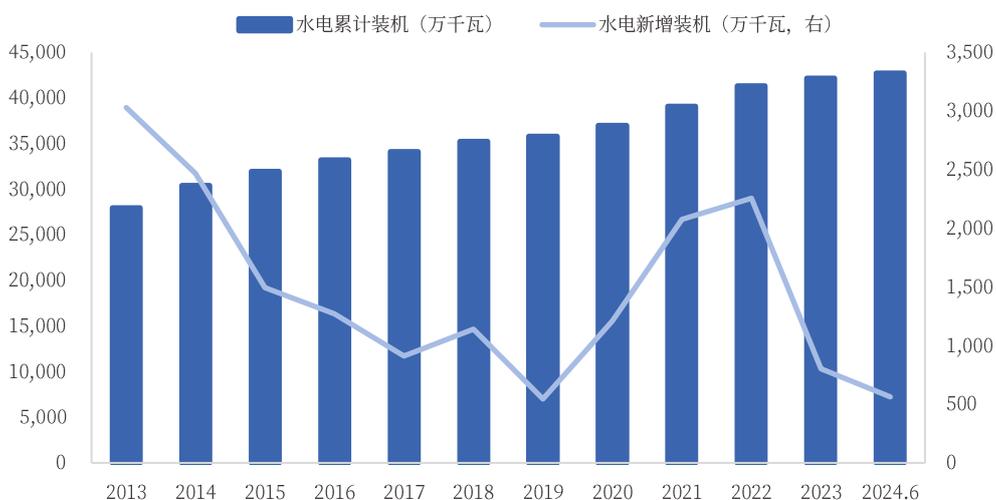
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

二、水电：坐拥雅砻江优质资源，奠定公司基本盘

(一) 国内大水电资源稀缺，公司坐拥雅砻江流域开发权

我国水力资源技术可开发量 6.87 亿千瓦，目前已开发 60%+。根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源发展报告 2023 年度》，我国水力资源技术可开发量达 6.87 亿千瓦，位居世界首位。而截至 2024 年 6 月末，我国水电累计装机规模为 4.27 亿千瓦，依此计算，已开发率超过 60%。展望远期，根据国家能源局总工程师向海平预测，2030 年我国水电（含抽蓄）装机容量将超过 5.4 亿千瓦，增长空间 26%+。

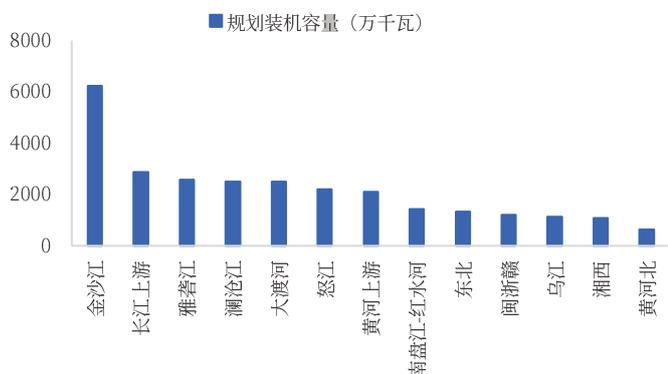
图20：国内水电装机容量



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

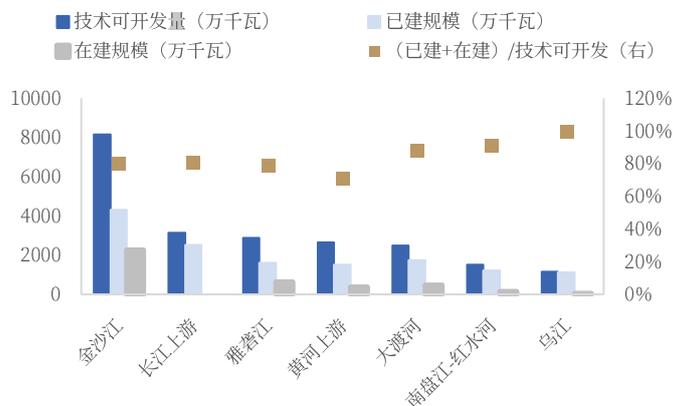
主要流域已开发率超过 80%，优质大水电具备稀缺性。我国优质大水电资产主要分布在十三大水电基地，合计规划装机约 2.8 亿千瓦，其中，金沙江、长江上游、雅砻江、澜沧江、大渡河为主阵地，装机占比达 60%。截至 2021 年末，十三大水电基地主要流域已建+在建装机规模占技术可开发量的 82%，优质大水电稀缺性凸显。

图21：我国十三大水电基地规划装机容量



资料来源：长江电力价值手册、中国银河证券研究院

图22：主要流域开发情况（截至 2021 年末）



资料来源：李昇_《我国流域梯级水电开发的回顾与展望》、中国银河证券研究院

公司通过控股雅砻江水电开发公司坐拥雅砻江流域开发权。国内十三大水电基地中，金沙江流域主要由长江电力负责开发；长江上游由长江电力、湖北能源共同开发；澜沧江流域开发权主要归属华能

水电，其中部分电站，如大朝山水电站，由国投电力控股、华能水电参股；大渡河流域开发权由国电电力、川投能源按照 80%：20%的比例分享；雅砻江流域开发权则由公司和川投能源按照 52%：48%的比例分享，公司通过控股雅砻江水电开发公司坐拥雅砻江流域开发权。

表2：主要水电基地开发商情况

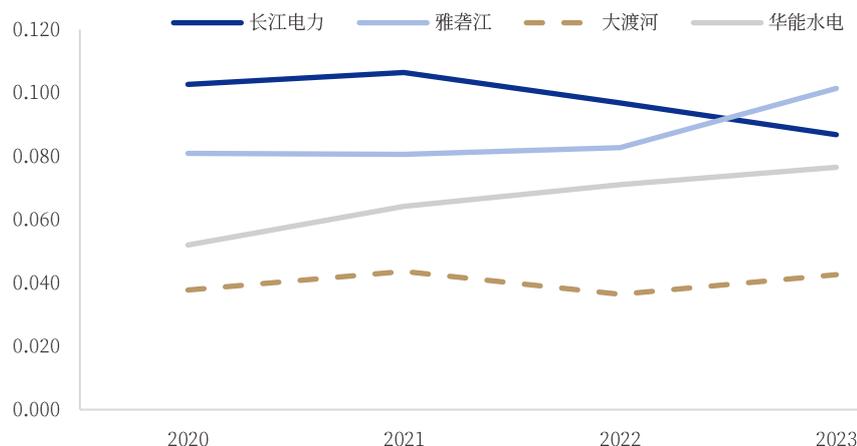
水电基地	河流范围	部分代表性水电站	装机规划（万千瓦）	相关上市公司
金沙江	石鼓-宜宾	溪洛渡、向家坝	6225	长江电力
长江上游	宜宾-宜昌、清江	三峡、葛洲坝、水布垭	2884	长江电力、湖北能源
雅砻江	两河口-江口	二滩、锦屏	2570	国投电力（52%）、川投能源（48%）
澜沧江	云南省	大朝山、景洪	2511	华能水电、国投电力
大渡河	下尔呷-铜街子	瀑布沟、深溪沟	2492	国电电力（80%）、川投能源（20%）
怒江	怒江松塔以下至边界		2199	
黄河上游	黄河茨哈-青铜峡	小峡、大峡、乌金峡	2093	国投电力
南盘江、红水河	黄泥河、天生桥-长洲	龙滩、岩滩	1430	桂冠电力
东北	黑龙江	云峰、渭源	1326	国电电力
闽浙赣	闽浙赣	新安江	1220	闽东电力
乌江	乌江-洪家渡	引子渡、彭水	1122	黔源电力、大唐发电
湘西	湘、资、沅、澧水	大猷潭、三江口	1081	韶能股份
黄河北	托克托-潼关	龙门	643	

资料来源：长江电力价值手册、中国银河证券研究院

（二）高电价&高利用小时驱动雅砻江盈利能力处于可比公司领先水平

雅砻江水电资产盈利能力处于可比公司领先水平。据我们测算，2020-2023 年，雅砻江度电净利润在 0.081-0.101 元/千瓦时，同期长江电力、华能水电、大渡河的度电净利润分别为 0.087-0.106、0.052-0.077、0.036-0.044 元/千瓦时。2020-2022 年，雅砻江盈利水平仅次于长江电力，2023 年超过长江电力。从雅砻江自身角度来看，2023 年度电净利润增长幅度较大，主要系电价上涨影响（详见后文分析），而从长江电力角度来看，2023 年乌白电站注入导致折旧成本增加较多亦有所拖累。

图23：主要大水电资产度电净利润（元/千瓦时）



资料来源：长江电力、雅砻江公司、国电电力、华能水电公告、中国银河证券研究院

注：长江电力和华能水电的净利润剔除了投资净收益；雅砻江和大渡河采用雅砻江流域水电开发公司和国能大渡河流域水电开发公司的数据计算。

拆分雅砻江度电净利润的驱动因素，我们认为主要来自两方面：1) 较高的电价水平；2) 较高

的利用小时数。

雅砻江水电目前约 44%（装机容量口径）留四川消纳，具体分为优先发电合同电量和市场化交易电量两部分。其中，优先发电合同部分执行政府批复价格，不同电站的批复价格有所不同，二滩、锦官电源组、桐子林、两河口分别为 0.2685、0.2811、0.2974、0.3766 元/kWh（含税，下同）。在此基础上，四川因实施丰平枯电价政策，丰水期（6-10 月）电价会较平水期下浮 24%，枯水期（1-4 月，12 月）则上浮 24.5%。而市场化交易部分按市场具体交易结果执行。

外送电量的上网电价执行落地电价扣除输电价格倒推机制。其中，二滩水电站送重庆的 90 万千瓦上网电价为 0.2689 元/kWh；锦官电源组送江苏的 640 万千瓦、送重庆的 200 万千瓦上网电价分别为 0.3193、0.3201 元/kWh；杨房沟水电站目前尚未明确电价机制。

表3：雅砻江水电上网电价机制

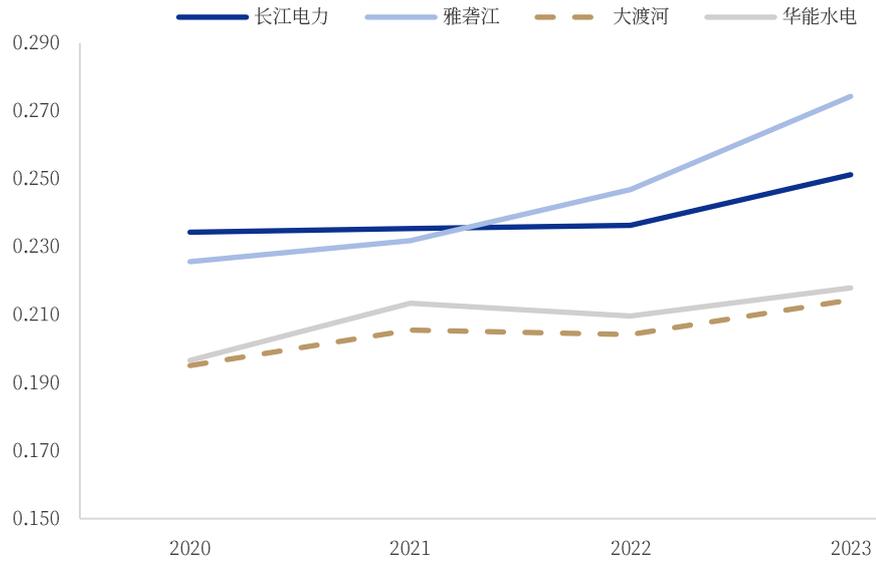
电站	装机（万千瓦）	电量消纳方式	电价政策
二滩	330	留四川 240 万千瓦	批复电价 0.2685 元/kWh，优先合同电量执行丰平枯电价机制，丰水期（6-10 月）电价下浮 24%，枯水期（1-4 月，12 月）上浮 24.5%（下同）；市场化交易部分按市场具体交易结果执行
		送重庆 90 万千瓦	0.2689 元/kWh
锦官	1080	通过锦苏直流送江苏 640 万千瓦	落地电价倒推机制，2024 年为 0.3193 元/kWh
		留四川 240 万千瓦	批复电价 0.2811 元/kWh，优先合同电量执行丰平枯电价机制；市场化交易部分按市场具体交易结果执行
		送重庆 200 万千瓦	0.3201 元/kWh
桐子林	60	留四川	批复电价 0.2974 元/kWh，优先合同电量执行丰平枯电价机制；市场化交易部分按市场具体交易结果执行
两河口	300	留四川	0.3766 元/kWh（过渡期），执行丰平枯电价机制
杨房沟	150	通过雅中—江西特高压外送	尚未明确电价机制

资料来源：雅砻江公司公告、江苏省发改委、重庆市发改委、中国银河证券研究院

雅砻江上网电价涨幅明显，且于 2022 年超越长江电力位列水电公司第一。从绝对值来看，雅砻江上网电价高于同在四川省的大渡河，主要系其外送消纳比例较高所致。而从电价涨幅来看，2020-2023 年，水电公司上网电价均呈现上涨态势，其中，雅砻江上网电价从 0.226 元/kWh 上升至 0.274 元/千瓦时，平均每年上涨 0.016 元/kWh，超过同期长江电力、华能水电、大渡河 0.006-0.007 元/千瓦时的年均涨幅，促使其上网电价于 2022 年超越长江电力。我们认为产生这一结果的原因在于：1) 两河口水电站于 2022 年 3 月完全投产后，执行相对较高的临时上网电价（0.3766 元/kWh）；2) 2022 年 8 月起，江苏省发改委调整锦官电源组送苏落地电价为“基准落地电价+浮动电价”机制¹，得益于江苏省 2022 年年度交易成交均价较燃煤基准价上浮 19%，公司送江苏电量电价上涨至 0.3195 元/千瓦时；两大因素共同导致雅砻江 2022、2023 年上网电价同比分别上涨 0.015、0.027 元/千瓦时。

¹ 自 2023 年起，江苏发改委将结合江苏电力交易中心公告的年度交易成交价格，发文明确年度锦官电源组送苏落地电价和上网电价水平。2023 年、2024 年锦官电源组送江苏的上网电价分别为 0.3195、0.3193 元/kWh。

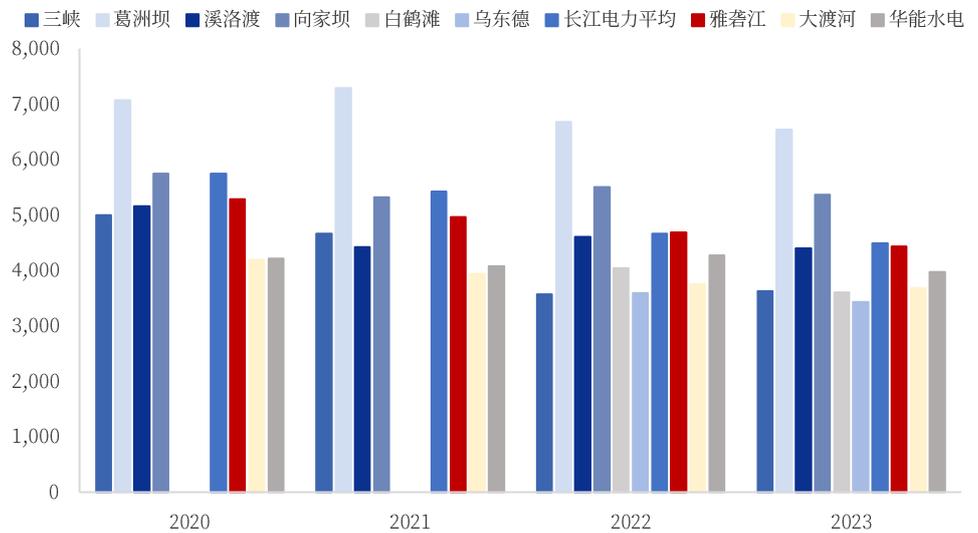
图24：主要大水电资产上网电价（元/千瓦时，不含税）



资料来源：长江电力、国投电力、国电电力、华能水电公告、中国银河证券研究院

除上网电价外，我们认为利用小时数对雅砻江度电盈利亦有所贡献。2023年，雅砻江水电利用小时数为4427h，低于长江电力平均利用小时数4493h，高于大渡河和华能水电的3685、3969h。由于水电的发电成本以折旧为主，因此，更高的利用小时数有助于摊薄固定成本，带来更高的度电盈利水平。

图25：主要大水电资产利用小时数（h）



资料来源：长江电力、国投电力、国电电力、华能水电公告、中国银河证券研究院

注：雅砻江、大渡河利用小时数以国投电力、国电电力水电利用小时数作为表征，华能水电利用小时数为公司综合利用小时数，近年来在一定程度上受风光装机增加的影响。

较强的调节能力和相对更低的来水波动性是雅砻江维持较高利用小时的重要法宝。由于来水具有典型的丰枯特征，需依靠水电站的调节能力进行丰枯互济，即在丰水期进行蓄水，以减少弃水，在枯水期释放蓄水进行发电，从而提高全年的利用小时数。从调节能力来看，雅砻江目前拥有两河口、锦屏一级、二滩三大调节性水库，调节库容148亿立方米。横向对比来看，长江电力下属六座电站中，仅葛洲坝为日调节电站，其余均为季调节/年调节电站，调节库容高达372.6亿立方米，助力其利用小时领跑同业；华能水电下属糯扎渡、小湾为多年调节电站，调节库容213.35亿立方米；

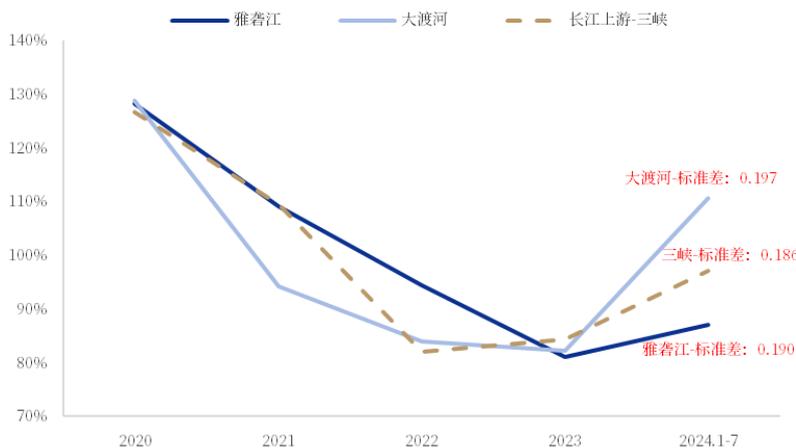
大渡河流域仅猴子岩、瀑布沟具备季调节能力，调节库容相对较小，是造成其利用小时数相对较低的重要因素之一。而从来水特征来看，我们发现 2020-2024.1-7，雅砻江、大渡河、长江上游-三峡的来水标准差分别为 0.190、0.197、0.186，雅砻江相对较低的来水波动性减轻了流域水电站的调节压力，有助于提高利用小时数。

表4：主要大水电资产调节性能

流域	对应上市公司	调节性水电站	装机容量/万千瓦	调节能力	调节库容/亿立方米
金沙江下游	长江电力	乌东德	1020	季调节	30
		白鹤滩	1600	年调节	104
		溪洛渡	1386	年调节	64.6
		向家坝	640	季调节	9
长江		三峡	2250	季调节	165
合计			6896		372.6
雅砻江	国投电力/川投能源	两河口	300	多年调节	65.6
		锦屏一级	360	年调节	49.11
		二滩	330	季调节	33.7
合计			990		148.41
澜沧江	华能水电	小湾	420	多年调节	100
		糯扎渡	585	多年调节	113.35
合计			1005		213.35
大渡河	国电电力	猴子岩	170	季调节	3.87
		瀑布沟	360	季调节	38.82
合计			530		42.69

资料来源：北极星水力发电网、长江电力价值手册、钟斯睿_《雅砻江梯级水库电站中长期联合优化调度研究》、中国银河证券研究院

图26：主要流域来水波动性



资料来源：Wind、四川省水文水资源勘测中心、中国银河证券研究院

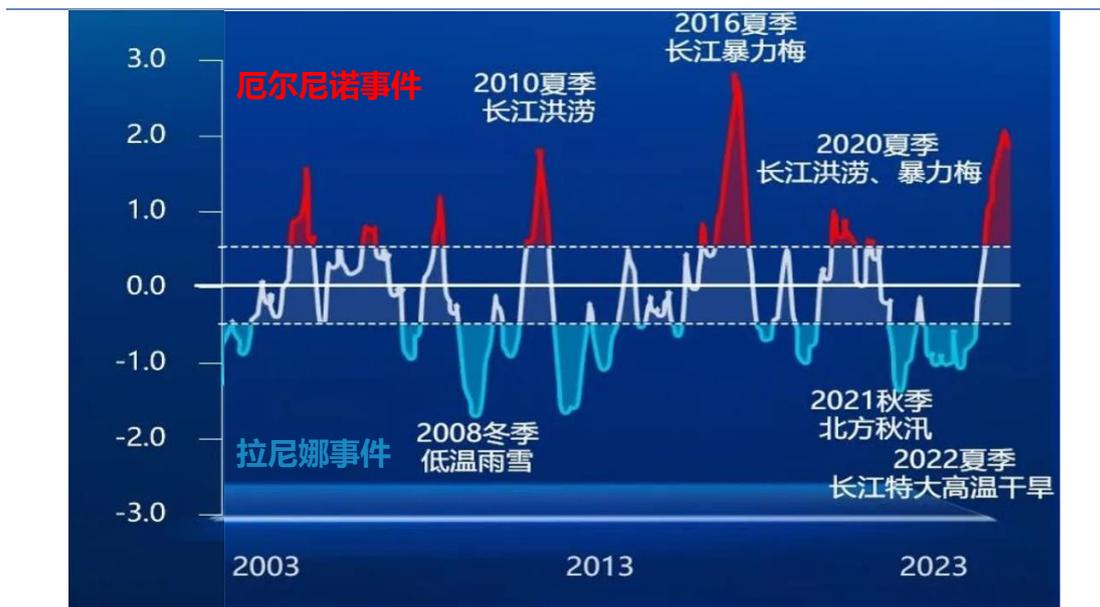
注：百分比为当年来水量/多年平均来水量，标准差为不同年份百分比数据的标准差。

（三）短期看来水改善&梯级补偿效应，长期看雅砻江中游剩余电站投产

拉尼娜年份我国南方地区降水偏少，厄尔尼诺年份则相反。拉尼娜是赤道中东太平洋海表温度大范围持续异常偏冷的现象，与之相对应地，厄尔尼诺是赤道中东太平洋海温持续偏高并造成大气环流异常的一种气候现象。拉尼娜气候现象对我国的影响主要表现为：1) 当年冬季气温易偏低，出现冷冬的可能性较大；2) 当年秋季北方降水易偏多，出现秋汛的可能性大。而厄尔尼诺气候现象对我国的影响体现在：1) 当年冬季北方地区容易出现暖冬；2) 次年夏季长江流域和江南地区容易出

现洪涝；3) 当年或次年夏季东北地区易出现低温。2020 年，厄尔尼诺现象导致长江流域出现洪涝灾害，而 2021-2022 年，拉尼娜现象造成我国北方秋汛，以及长江流域特大高温干旱。

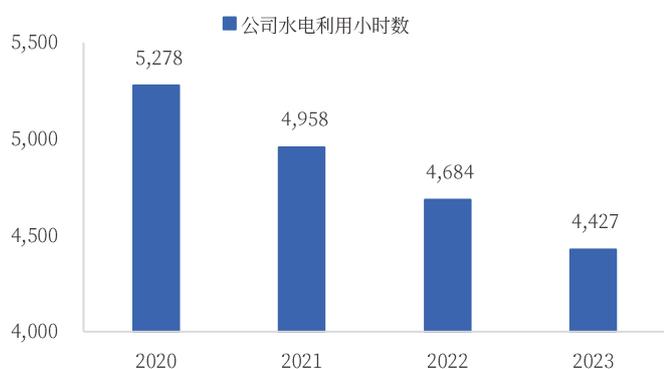
图27: 厄尔尼诺和拉尼娜事件对国内气候的影响



资料来源: 中国气象局、中国银河证券研究院

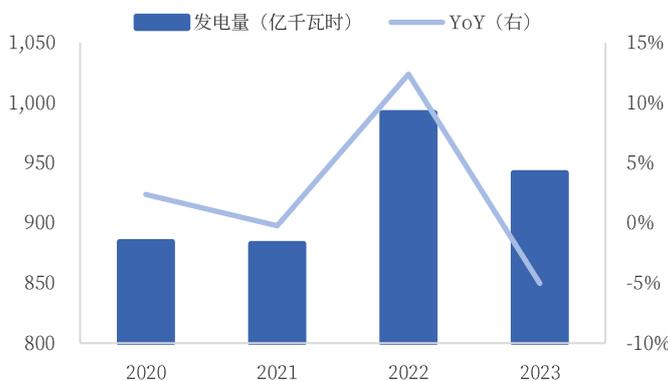
受拉尼娜现象影响，2021-2023 年公司水电利用小时数承压。2020 年，在厄尔尼诺气候影响下，公司水电利用小时数高达 5278h。而在随后的 2021-2023 年经历了持续下降，利用小时数分别为 4958、4684、4427h，导致公司仅在两杨水电站 450 万千瓦装机全部投产的 2022 年发电量录得增长，2021、2023 年发电量均有所下滑。

图28: 公司水电利用小时数 (h)



资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

图29: 公司水电发电量

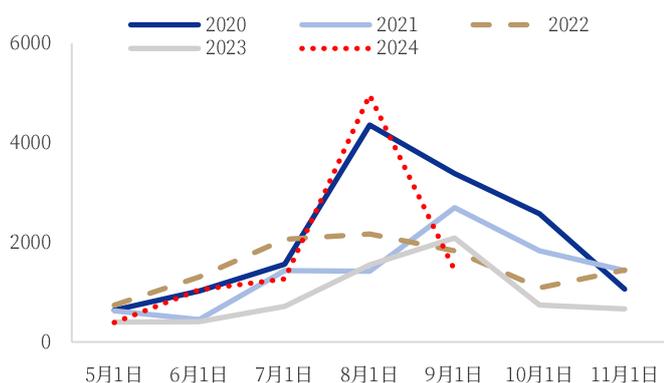


资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

新一轮厄尔尼诺现象于 2023 年 12 月达到峰值，预计 2024 年南方地区来水改善明显，驱动公司发电量增长。根据中国气象局报道，2023 年 5 月开始的中等强度厄尔尼诺事件在 2023 年 12 月达到峰值，目前进入衰减期，并将在 2024 年 4-5 月趋于结束。由于厄尔尼诺次年夏季长江流域和江南地区降水偏多，24Q2 开始，公司所在的雅砻江流域来水较 23 年同期明显好转，带动公司发电量修复。24Q2，公司水电实现发电量 218.86 亿千瓦时，同比增长 36.89%。

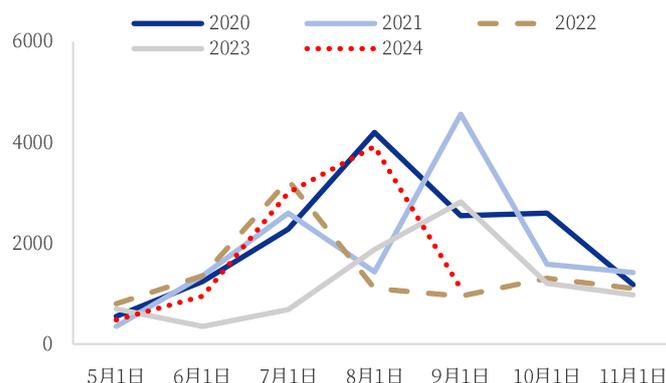
主要水库接近蓄满状态，支撑公司 24H2 发电量表现。进入 9 月份，雅砻江流域来水边际减弱，但考虑到公司具备调节能力的两河口、锦屏一级、二滩水电站水位分位数分别达到 83%、96%、99%，远高于 23 年同期水平，我们认为公司下半年发电量具备较强支撑。

图30: 雅砻江-二滩入库流量 (立方米/秒)



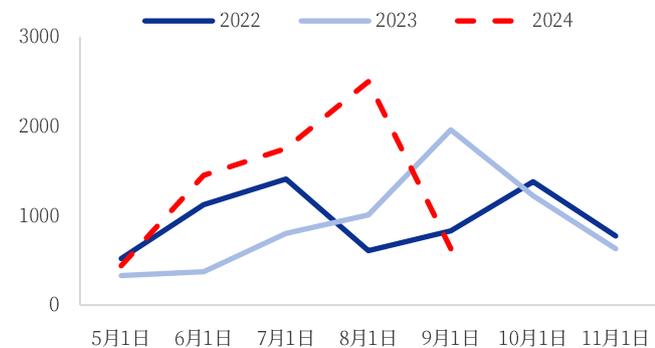
资料来源: 长江水文网、中国银河证券研究院

图31: 雅砻江-锦屏一级入库流量 (立方米/秒)



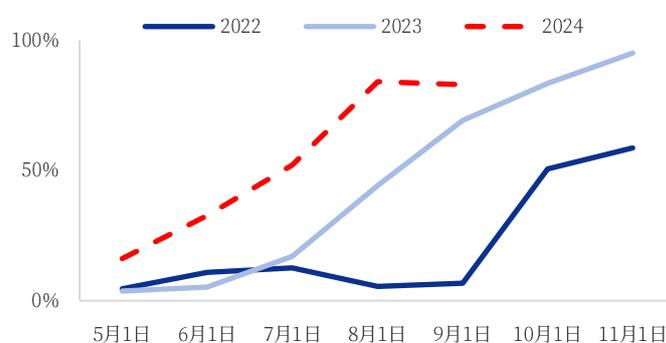
资料来源: 长江水文网、中国银河证券研究院

图32: 雅砻江-两河口入库流量 (立方米/秒)



资料来源: 长江水文网、中国银河证券研究院

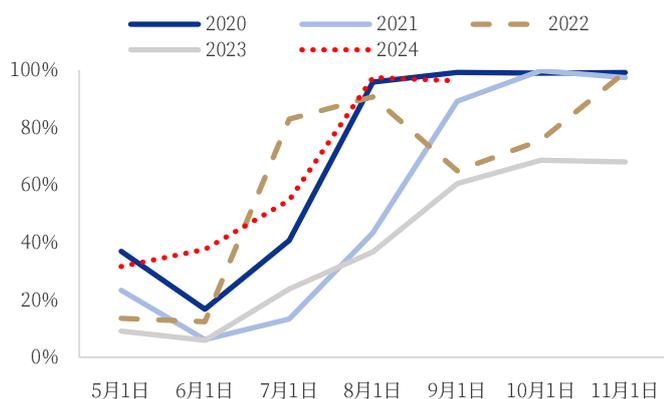
图33: 两河口水库水位分位数



资料来源: 长江水文网、中国银河证券研究院

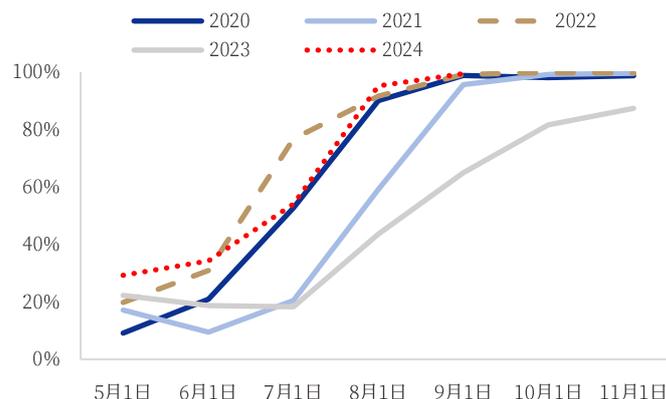
注: 水位分位数= (当前水位-死水位) / (正常蓄水位-死水位), 下同。

图34: 锦屏一级水库水位分位数



资料来源: 长江水文网、中国银河证券研究院

图35: 二滩水库水位分位数



资料来源: 长江水文网、中国银河证券研究院

除来水改善外, 两河口水电站强大的调节能力可增加中下游电站平枯期电量 224.87 亿 kWh。两河口水电站调节库容高达 65.6 亿立方米, 具备多年调节能力, 投产后可通过蓄水减少汛期弃水, 同时增加平枯期发电量。此外, 由于两河口水电站位于雅砻江中上游, 因此, 其汛期蓄水将在平枯期流经下游的 11 座梯级电站, 电量增发效益显著。考虑到两河口水电站于 2022 年 3 月全部投产发电, 但恰逢 2023 年来水偏枯, 其梯级补偿效应有望在 2024 年得到更加充分的体现。

图36: 雅砻江流域梯级电站规划图



资料来源: 钟斯睿_《雅砻江梯级水库电站中长期联合优化调度研究》、中国银河证券研究院

注: 图中标注为两河口水电站所在位置。

展望远期，雅砻江中游剩余水电站有望在 2030 年前后贡献增量，合计装机容量 372 万千瓦。雅砻江干流共规划水电站 22 级，总装机容量约 30GW。截至目前，下游 5 座水电站，即桐子林、二滩、官地、锦屏二级、锦屏一级，已全部投产，合计 1470 万千瓦；中游 7 座水电站已投产 2 座，即杨房沟和两河口，共计 450 万千瓦，其余处于在建/规划阶段；上游 10 座水电站均处于前期规划/可行性分析阶段。从项目进度来看，卡拉和孟底沟水电站目前处于在建状态，预计分别于 2029 年和 2032 年实现最后一台机组的投产；牙根一级水电站已核准，计划 2024 年 7 月开工，2028 年最后一台机组投产。

表5: 雅砻江流域水电站开发情况

流域	电站名称	装机容量 (万千瓦)	当前状态
下游	桐子林	60	2016 年已投产
	二滩	330	1998 年已投产
	官地	240	2012 年~2014 年已投产
	锦屏二级	480	2012 年~2014 年已投产
	锦屏一级	360	2012 年~2014 年已投产
	下游合计	1470	
中游	卡拉	102	在建, 预计 2029 年投产
	杨房沟	150	2021 年~2022 年已投产
	孟底沟	240	在建, 预计 2032 年投产
	楞古	150	规划中
	牙根二级	220	规划中
	牙根一级	30	计划 2024 年 7 月开工, 2028 年全部投产
	两河口	300	2021 年~2022 年已投产
中游合计	1192		
上游	10 座水电站	325	前期规划/可行性分析

资料来源: 雅砻江公司公告、中国银河证券研究院

三、新能源：水风光协同发展，打造第二增长曲线

(一) 装机快速增长，电价有所承压

2020-2023年，公司风电、光伏发电量实现较快增长。装机容量方面，截至2023年末，公司风电、光伏累计装机容量分别为318、385万千瓦，2020-2023年复合增速为14%、55%。较快的增速助力光伏后来居上，2023年累计装机容量超越风电。从发电量来看，2023年公司风电、光伏发电量分别达到66、30亿kWh，2020-2023年复合增速为23%、32%，远超同期公司水电、火电发电量2%左右的复合增速。

图37：公司风电、光伏累计装机容量（万千瓦）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

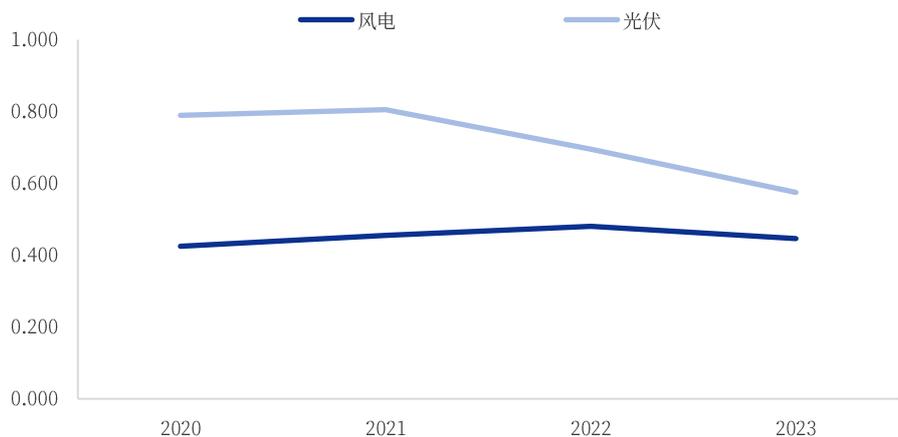
图38：公司风电、光伏发电量（亿 kWh）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

风电上网电价相对稳定，光伏上网电价承压明显。受新增平价项目大规模并网和新能源入市比例提升影响，近年来风、光上网电价面临下行压力。此外，由于光伏出力曲线和负荷曲线的时间错配更为严重，所以市场化交易中其电价下行压力更大。2020-2023年，公司风电上网电价波动幅度不大，而同期光伏上网电价从0.789元/kWh下降至0.575元/kWh，复合增速-10%。

图39：公司风电、光伏上网电价（不含税，元/kWh）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

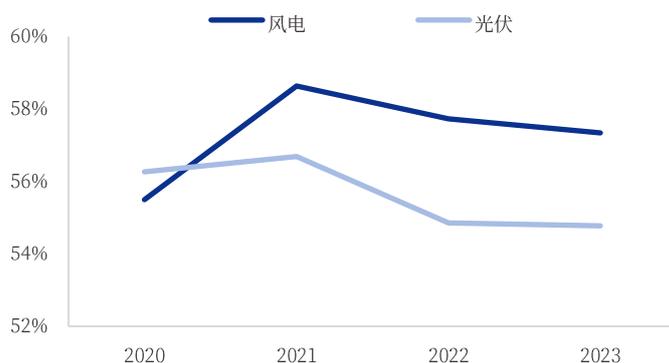
风电业务收入增速&毛利率表现更佳。装机容量增长和上网电价承压双重作用下，2020-2023年，公司风电、光伏发电收入从14.74、10.06亿元增长至28.79、16.76亿元，复合增速分别为25%、19%。同期，风电业务毛利率从55.5%小幅上升至57.3%；而光伏发电由于上网电价下行幅度较大，毛利率从56.3%降至54.8%。

图40: 公司风电、光伏发电收入 (亿元)



资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

图41: 公司风电、光伏发电毛利率



资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

(二) 雅砻江水风光一体化协同发展, 盈利水平佳&装机弹性大

1. 得益于较好的资源禀赋和水风光互补运行, 雅砻江新能源项目盈利能力优于可比公司

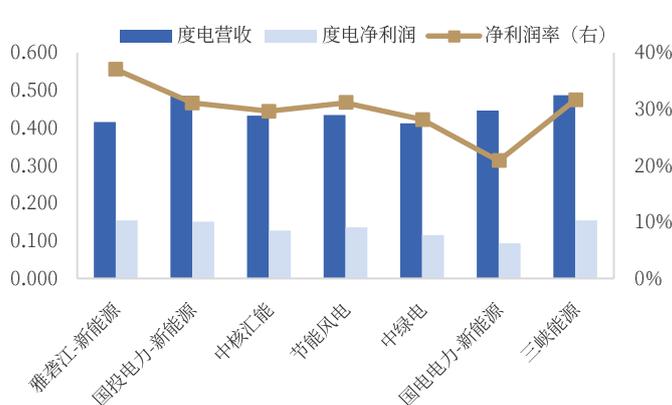
公司雅砻江流域新能源项目盈利水平优于可比公司。截至 2023 年末, 雅砻江公司新能源累计装机容量为 162 万千瓦, 其中风电 59 万千瓦, 光伏 102 万千瓦。根据我们测算, 2023 年雅砻江公司新能源度电净利润为 0.154 元/千瓦时, 净利润率达到 37%, 高于公司新能源业务整体水平, 也高于节能风电、三峡能源等可比公司。

图42: 雅砻江公司新能源装机 (万千瓦)



资料来源: 雅砻江公司公告、中国银河证券研究院

图43: 雅砻江新能源项目盈利水平高于可比公司 (元/千瓦时)

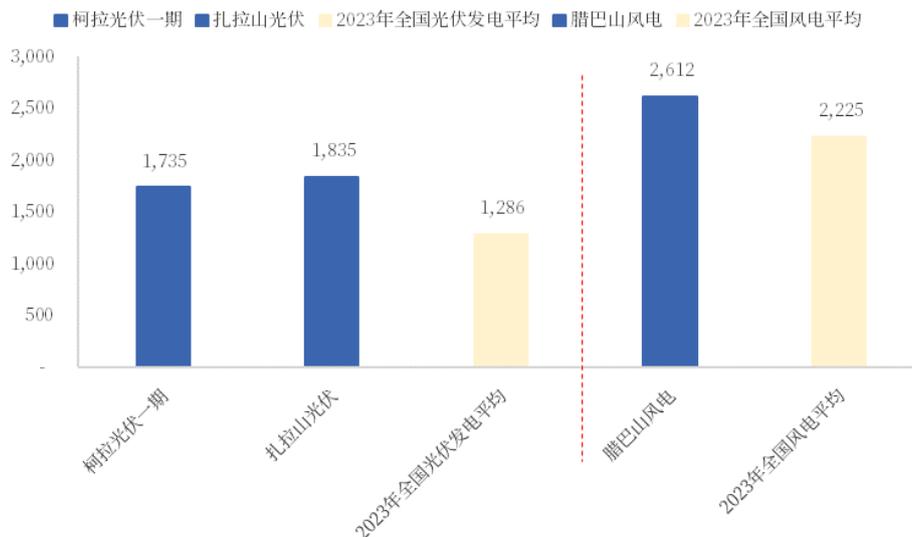


资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

探究雅砻江新能源项目盈利水平较好的原因, 我们认为主要有两点: 1) 优异的自然资源条件带来的高利用小时数; 2) 水风光一体化运行带来的高消纳率。

较好的资源禀赋助力雅砻江新能源利用小时数远超全国平均水平。光伏方面, 雅砻江地处川西高原干热河谷, 光照资源丰富, 日照小时数达到全国 A 级水平 (全年 8000 多小时中有 2000 小时具备充足的日照); 风电方面, 雅砻江下游与凉山风电走廊重合。据我们统计, 目前已投产的柯拉光伏一期项目、尚未投产的扎拉山光伏项目利用小时数分别达到 1735、1835 小时, 远高于 2023 年全国光伏平均利用小时数 1286 小时; 已投产的腊巴山风电项目利用小时数为 2612 小时, 高于 2023 年全国风电平均利用小时数 2225 小时。

图44: 雅砻江新能源利用小时数 vs 全国平均水平

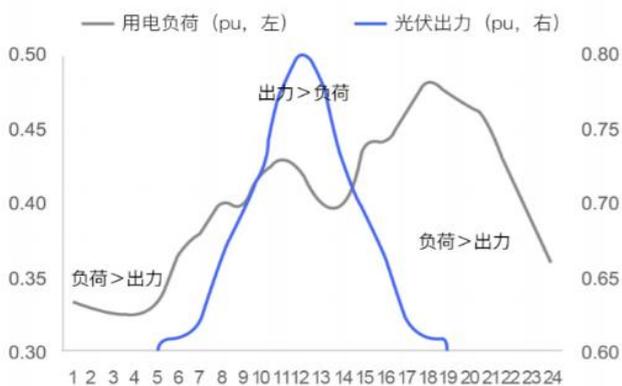


资料来源: 雅砻江公司公告、中电联、中国银河证券研究院

水电和风、光出力具备良好的年内和日内互补性，水风光互补运行可增发电量 12%-18%。

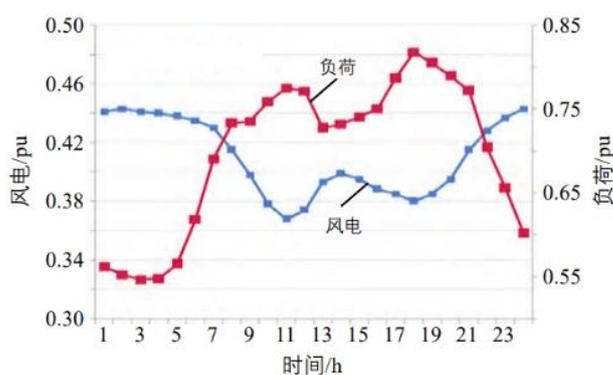
多能互补成为解决风光发电高波动性与与负荷曲线不匹配的有效对策之一。风光发电靠天吃饭的特征决定了其出力的难以预测性和高波动性。此外，由于光伏出力在午间达到峰值，风电在后半夜达到峰值，二者与负荷峰值均存在一定错配。基于此，2021年2月，国家发改委、国家能源局印发《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，提出“风光储一体化”、“风光水（储）一体化”、“风光火（储）一体化”三种多能互补发展模式，充分发挥火电、水电、储能等的调节作用，将风、光发电通过与储能或火电、水电等耦合成更稳定的出力输送至电网，保障电网安全稳定运行，助力新能源更好消纳。

图45: 光伏发电出力曲线与负荷曲线



资料来源: 国能日新招股书、中国银河证券研究院

图46: 风电出力曲线与负荷曲线

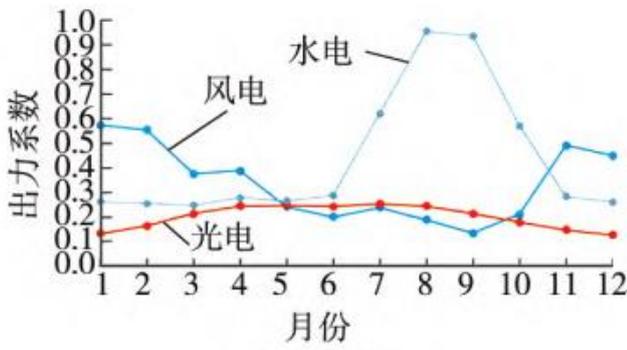


资料来源: 舒印彪《新能源消纳关键因素分析及解决措施研究》、中国银河证券研究院

以水风光多能互补为例，从年内互补特性来看，水电方面，6月至10月一般为丰水期，来水量大、发电量多，12月至次年4月为枯水期，来水量小、发电量少；风电方面，11月至12月、1月至2月平均出力较高，出力系数超过0.5，6月至9月平均出力较低，出力系数仅为0.1至0.2；光伏方面，全年月平均出力相对平稳。综合来看，水风光年内互补主要来自于水电和风电的互补。从日内互补特性来看，可依托水电站的调节能力，在风光大发时段通过加大水库蓄水降低水电出力，

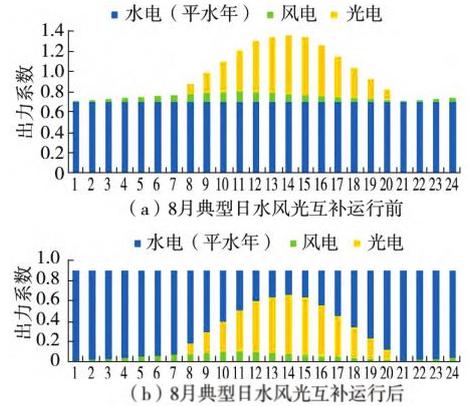
用风光电量“置换”水电电量，在风光少发时段，通过释放水库水量增加水电发电量。因此，风光水日内互补本质上是一个“此消彼涨”的过程，互补后系统整体出力趋于平滑稳定。

图47: 水、风、光年内出力特性



资料来源: 唐梅英_《黄河干流水风光一体化能源综合开发研究》、中国银河证券研究院

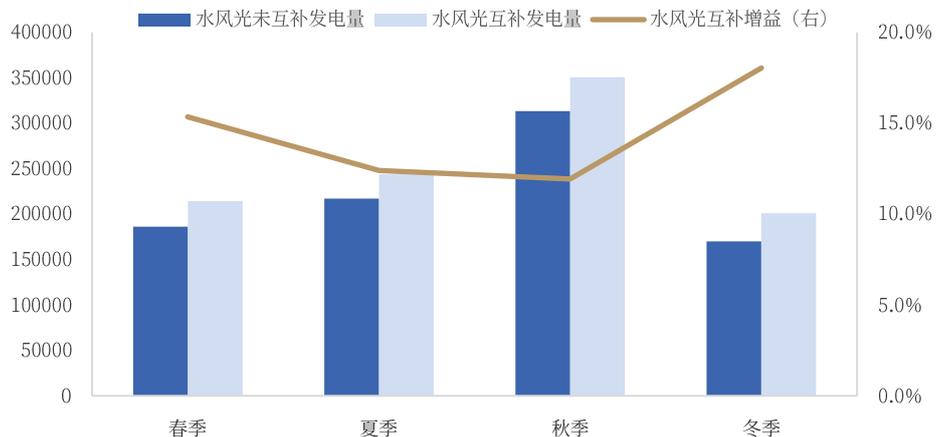
图48: 水风光日内互补运行



资料来源: 唐梅英_《黄河干流水风光一体化能源综合开发研究》、中国银河证券研究院

以雅砻江下游清洁能源基地为例，水风光互补运行相较各自独立运行可增发电量 12%-18%。根据井志强《雅砻江清洁能源基地水风光一体化运行补偿机制研究》，以雅砻江下游清洁能源基地（已建水电装机 1470 万千瓦，规划风电装机 701.4 万千瓦，规划光伏装机 567.5 万千瓦）作为研究对象，当水风光未互补运行时，即水电根据负荷过程发电，风、光在满足系统余留负荷过程的前提下上网，春、夏、秋、冬四个季节日发电量分别为 1.9、2.2、3.1、1.7 亿千瓦时；而当水风光互补运行时，即风、光优先上网，水电根据系统负荷过程减去风光出力过程发电，春、夏、秋、冬四个季节日发电量分别为 2.1、2.4、3.5、2.0 亿千瓦时，对应发电量增益分别达到 15.3%、12.4%、11.9%、18.0%。可见水风光互补运行可以利用水电的调节能力，减少弃风弃光。

图49: 雅砻江下游清洁能源基地水风光互补运行 vs 水风光未互补运行日发电量测算 (MWh)



资料来源: 《雅砻江清洁能源基地水风光一体化运行补偿机制研究》、中国银河证券研究院

2. 雅砻江风光资源丰富，新能源装机增长潜力大

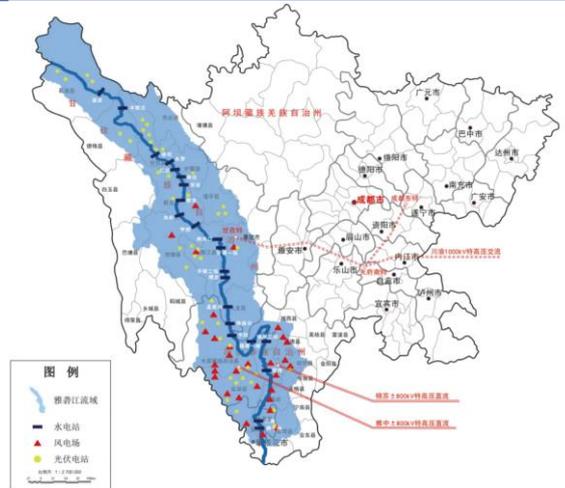
雅砻江作为我国九大清洁能源基地之一，风光资源超 6000 万千瓦。雅砻江地处川西高原干热河谷，光照资源丰富，同时，其下游与凉山风电走廊重合。根据规划，雅砻江流域干流水电技术开发容量约 3000 万千瓦，两岸风能、太阳能资源超 6000 万千瓦，抽水蓄能超 1000 万千瓦，基地总规模超 1 亿千瓦。预计到 2035 年，基地全面建成，装机规模约 8000 万千瓦。而截至 23 年末，

雅砻江装机规模共计 2082 万千瓦，其中水电 1920 万千瓦，新能源 162 万千瓦，长期成长空间广阔。

图50：十四五大型清洁能源基地布局示意图



图51：雅砻江流域水、风、光开发示意图



资料来源：新华网、中国银河证券研究院

资料来源：国投在线、中国银河证券研究院

短期来看，雅砻江流域在建&拟建新能源装机容量 484 万千瓦，有望在 24-26 年陆续投产。根据我们梳理，风电业务方面，目前腊巴山二期 6.6 万千瓦项目处于在建状态，预计 24 年底全部投产；凉山西昌牦牛山 60 万千瓦项目于 24 年 5 月获得核准，规划建设期 24 个月，有望在 26 年投产。光伏方面，扎拉山、木里茶布朗、柯拉二期、甘孜理塘索绒四个项目合计 417 万千瓦有望在 24-26 年陆续建成投产，其中扎拉山、木里茶布朗项目预计于 25 年投运。

表6：雅砻江公司在运/在建/拟建新能源发电项目

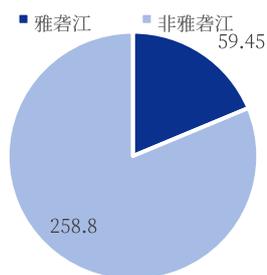
发电类型	项目名称	装机容量 (万千瓦)	当前状态
风电	铁达风电场	20.75	已投产
	德昌风电场	19.5	已投产
	腊巴山风电场	19.2	已投产
	腊巴山二期	6.6	预计 2024 年 12 月投产
	凉山西昌牦牛山	60	预计 2026 年投产
光伏	沙河光伏电站	2	已投产
	冕宁大田光伏电站	1	已投产
	柯拉光伏电站	99.2	已投产
	扎拉山	117	预计 2025 年 12 月投产
	木里茶布朗	100	预计 2025 年投产
	柯拉二期	100	/
合计		645.25	

资料来源：雅砻江公司公告、国投集团电子采购平台、中国银河证券研究院

（三）雅砻江流域以外新能源项目多点开花

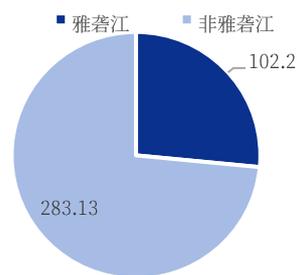
截至 23 年末，公司在雅砻江流域以外的新能源累计装机为 542 万千瓦。截至 23 年末，除雅砻江流域以外，公司在甘肃、新疆、云南、广西等 20 个省/区拥有新能源装机 542 万千瓦，其中风电 259 万千瓦，光伏 283 万千瓦。

图52: 公司风电装机分布



资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

图53: 公司光伏装机分布



资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

截至 23 年末, 公司雅砻江流域以外在建装机容量 429 万千瓦。根据我们对公司在建项目的梳理, 截至 23 年末, 公司非雅砻江新能源项目在建装机容量达到 429 万千瓦, 其中风电 114 万千瓦, 主要分布在广西、贵州等地; 光伏 315 万千瓦, 主要分布在新疆、甘肃、云南等地。

表7: 截至 23 年末, 公司在建新能源发电项目 (非雅砻江流域)

发电类型	项目名称	装机容量 (万千瓦)
风电	广西六炉山风电	40
	广西董永风电	15
	广西那思风电	10
	天津宝坻风电	15
	贵州平塘大塘风电	10
	贵州册亨丫他风电	7.5
	贵州册亨秧坝风电	10
	英国 Benbrack 风电	6.71
光伏	海南文昌光伏	10
	贵州平塘乐阳光伏	10
	贵州平塘新塘光伏	10
	云南省云县茂兰光伏	20
	新疆玛纳斯储能 + 光伏	50
	甘肃省阿克塞光热 + 光伏	75
	广西浦北分布式光伏	1,744
	湖北十堰郧西光伏	2
	平阳鳌江光伏	5
	贵州贵定光伏	5
	云南元江团田光伏	8
	云南东川角家村光伏	18
	新疆若羌光热 + 光伏项目	100
合计	429	

资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

雅砻江&非雅砻江齐发力，助力公司十四五末 1700 万千瓦新能源装机目标达成。公司董事长在 2023 年沪市主板清洁低碳集体业绩说明会上表示，到“十四五”末，公司新能源装机预计将达到 1700 万千瓦。截至 23 年末，公司新能源装机为 704 万千瓦，而根据我们梳理，公司在建/拟建项目合计达到 913 万千瓦，丰富的资源储备支撑公司十四五装机目标实现。

图54：公司新能源发展规划



资料来源：公司公告、雅砻江公司公告、国投集团电子采购平台、中国银河证券研究院

四、火电：装机弹性 40%，盈利水平持续修复

（一）未来仍有新机组投产，装机容量弹性达 40%

公司火电装机以高参数大机组为主，且主要布局沿海地区。2020-2022 年，公司火电（不含垃圾发电）装机容量维持在 1184.6 万千瓦。2023 年 12 月 31 日，国投钦州二电公司#1 机组（66 万千瓦）正式投产发电，公司装机容量增加至 1250.6 万千瓦。从机组结构来看，公司火电装机以高参数大机组为主，无 30 万千瓦以下机组，百万千瓦级机组占控股火电装机容量的 63.97%。从区域结构来看，公司火电机组主要分布在天津、福建、广西等经济发达、电力需求旺盛的沿海地区，区域优势较为明显。

图55：公司火电装机容量，截至 2023 年末（万千瓦）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

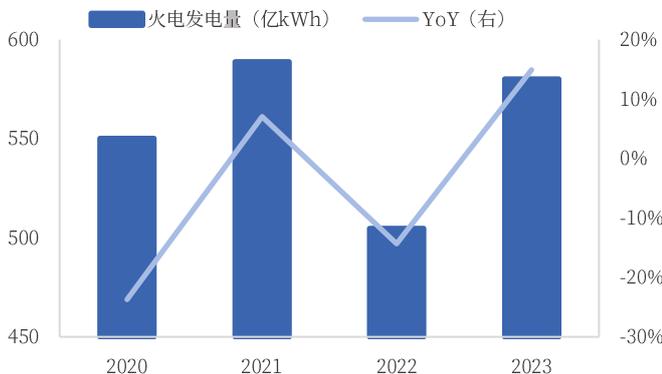
图56：公司火电机组情况（截至 2023 年末）

火电子公司	所在地区	机组情况
国投北疆	天津	4 台 100 万千瓦机组
国投钦州	广西	2 台 63 万千瓦机组+2 台 100 万千瓦机组
国投钦州二电	广西	1 台 66 万千瓦机组
华夏电力	福建	4 台 30 万千瓦机组
湄洲湾电力	福建	2 台 39.3 万千瓦机组+2 台 100 万千瓦机组
国投盘江	贵州	2 台 30 万千瓦机组

资料来源：各公司官网、中国银河证券研究院

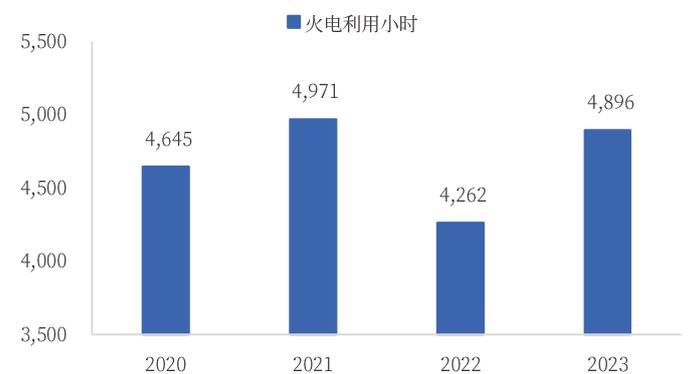
公司火电发电量主要受利用小时数波动影响。考虑到公司钦州二电 66 万千瓦机组于 2023 年底投产，当年贡献发电量十分有限，因此，在 2020-2023 年公司火电有效装机容量维持不变的情况下，发电量变动主要来自利用小时数的波动。2023 年，公司火电发电量为 580 亿千瓦时，同比增长 15%，主要系 2023 年来水偏枯促使火电利用小时数抬升。

图57：公司火电发电量&同比增速



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图58：公司火电利用小时数 (h)



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

基于对公司在建/拟建机组的梳理，预计未来装机容量弹性可达 40%。截至目前，公司主要在建/拟建的火电项目包括浙江舟山燃气发电项目、钦州二电项目、湄洲湾三期项目，合计装机容量 498 万千瓦，占公司 2023 年末累计装机容量的 40%。其中，浙江舟山燃气发电项目预计 2025 年 6 月底投产；钦州二电#2 号机组已于 2024 年 4 月投产，#3、#4 号机组预计 2026 年 12 月投产；湄

洲湾三期 2*66 万千瓦项目 2024 年 7 月公告节能审查意见，预计 2026 年投产。

表8：公司在建/拟建火电项目

项目名称	装机容量 (万千瓦)	投产时间
浙江舟山燃气发电项目	168.476	2025 年 6 月底
国投钦州三期项目 (#2 机组)	66	2024 年 4 月
国投钦州三期项目 (#3、#4 机组)	132	2026 年 12 月
国投湄洲湾三期项目	132	2026 年
合计	498.48	

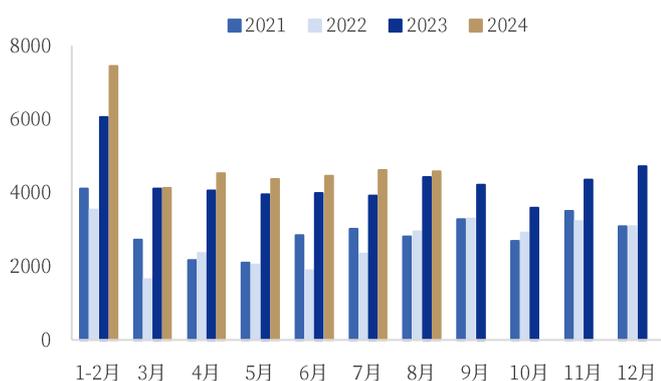
资料来源：公司公告、北极星火力发电网、国投集团电子采购平台、中国银河证券研究院

(二) 度电盈利处于可比公司较高水平，预计未来稳中有升

依托沿海区位优势，公司煤炭采购 60%来自进口。公司煤电机组主要分布在福建、广西、天津等沿海省份/自治区，依托沿海区位优势，煤炭供应以进口煤为主。近年来国投钦州、国投湄洲湾煤炭供应结构中国产煤约占 40%，进口煤约占 60%。

进口煤价格具备一定优势，24 年 1-8 月国内煤炭进口量在 23 年高基数下仍保持较快增长。过去几年煤炭价格大幅上涨背景下，国内煤炭长协价格机制&长协签订比例的提升在很大程度上缓解了煤电企业的燃料成本压力。在此政策框架下，煤炭进口量的变化在一定程度上可以说明进口煤相较国产煤的性价比变化情况。2023 年，国内进口煤炭 4.74 亿吨，同比增长 62%，达到历史高位，除澳煤禁令放开影响，进口煤的价格优势亦构成催化；而 2024 年 1-8 月，国内煤炭进口量 3.42 亿吨，在 2023 年同期高基数下仍然实现了 12% 的增长。价格方面，2024 年进口煤炭价格逐月走低，1-8 月累计均价 99.83 美元/吨(约合 710.79 RMB/吨)，同比下降 14% 或 16.89 美元/吨(约合 120.25 RMB/吨)，而同期国产煤炭价格(以京唐港山西产 Q5500 动力末煤平仓价为例)降幅为 11% 或 106.17 元/吨，不及进口煤。

图59：国内煤炭进口量 (万吨)



资料来源：中国煤炭市场网、中国银河证券研究院

图60：国内煤炭进口价格 (美元/吨)



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

展望 2024 年全球，国际煤炭市场供给小幅宽松，预计进口煤价依旧偏弱运行。

从供给端来看，根据 IEA 2024 年 7 月《煤炭年中更新》预测，2024 年全球煤炭产量预计为 8939Mt (百万吨)，同比小幅下降 0.3%。其中，考虑到中国山西产地上半年受安监影响，全年煤炭产量预计同比减少 38Mt 至 4572Mt；印尼方面，尽管 2024Q1 苏门答腊岛和南加里曼丹出现大雨天气，但 2024 年 1-4 月煤炭产量同比仍增长 8.6%，预计全年产量同比增加 22Mt 至 800Mt；美国方面，2024H1 煤炭产量同比下降 17%，考虑到电厂在 2023 年库存水平较高，预计 2024 年产量将

下降 61Mt 至 463Mt；俄罗斯方面，虽然受美国制裁和物流影响煤炭出口量有所下滑，但其煤炭产量并未出现较大变化，预计 2024 年全年产量同比基本持平；印度方面，2024H1 煤炭产量同比增长近 10%，考虑到其面临能源短缺问题，同时有意减少进口量，预计全年煤炭产量同比增长 97Mt；澳大利亚方面，2024Q1 煤炭产量持平，预计全年产量稳定在 450Mt 左右。

从需求端来看，预计 2024 年全球煤炭消费量小幅增长 0.4% 至 8737Mt。其中，中国方面，鉴于可再生能源，尤其是光伏装机容量的大幅增加，以及厄尔尼诺现象促使水电发电量增加，共同挤压煤电出力空间（见图 63），预计 2024 年电力行业煤炭需求小幅增长 0.9%；而在非电领域，由于房地产市场相对疲软，钢材等产品的开工率弱于去年同期（见图 64），预计非电用煤需求保持平稳；综合来看，2024 年全年煤炭需求预计增加 22Mt。印度方面，高温天气加剧了电力需求，叠加水电出力不足，预计 2024 年煤炭需求同比增加 79Mt，成为全球主要增量来源。同样地，电力需求的强劲增长以及水电表现疲软也使得东盟地区的煤炭需求增量较为显著，预计达到 27Mt。至于欧盟、日本、韩国等，由于能源消费结构调整，预计 2024 年煤炭消费量同比分别减少 68Mt、4.7Mt、5Mt。美国方面，考虑到电力需求仍具备韧性，以及煤改气的相对减少，预计 2024 年全年煤炭消费量小幅增长 5.8Mt。

综上所述，预计 2024 年全球煤炭产量为 8939Mt，煤炭需求为 8737Mt，供给相较需求仍然表现为小幅宽松，因此，我们预计进口煤炭价格依旧偏弱运行。

图61: 2024 年全球煤炭产量预测 (Mt)

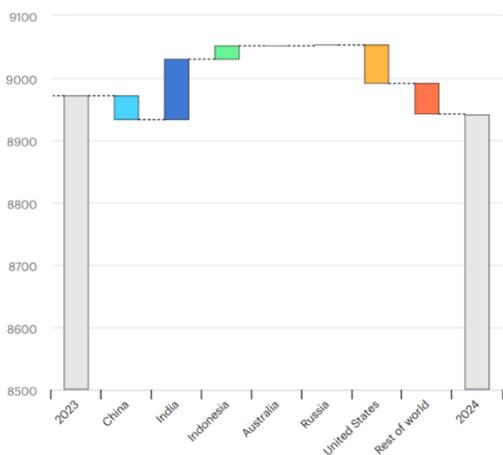
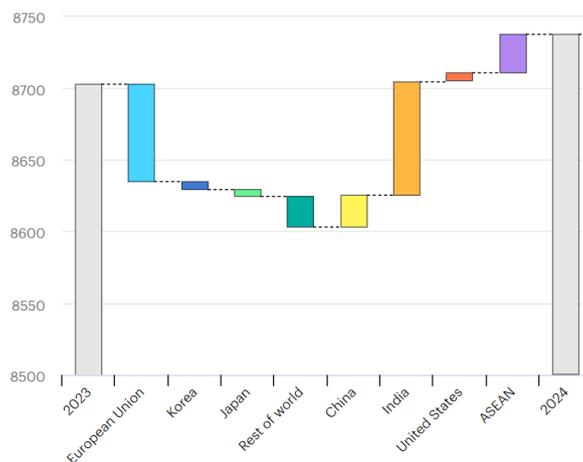


图62: 2024 年全球煤炭需求预测 (Mt)



资料来源: IEA、中国银河证券研究院

资料来源: IEA、中国银河证券研究院

图63: 国内不同电源类型发电量同比变化情况 (%)

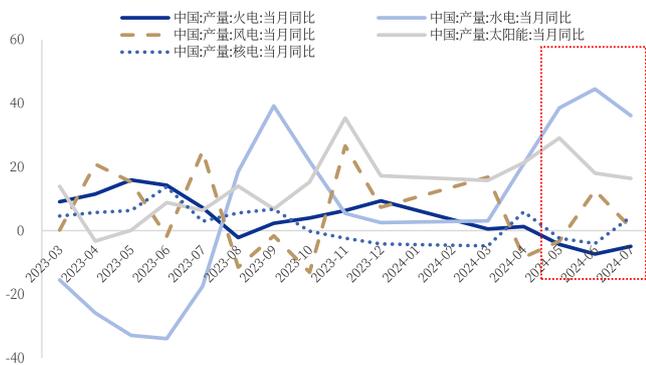


图64: 国内高炉开工率 (%)



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

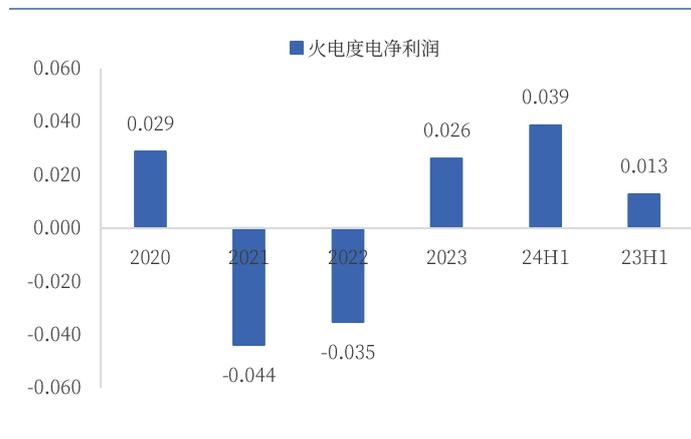
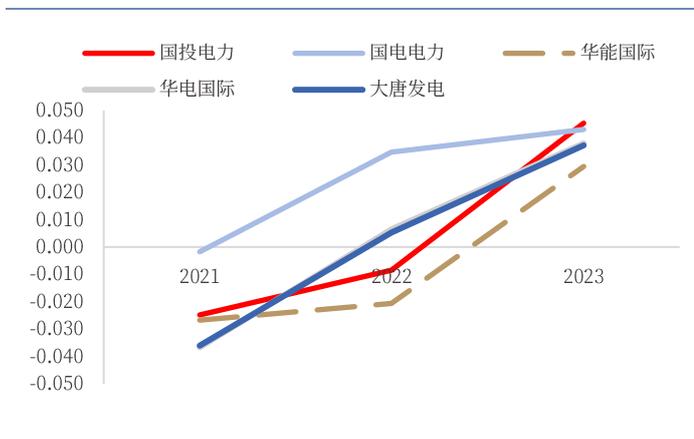
资料来源: Wind、中国银河证券研究院

公司火电度电盈利处于可比公司较高水平，预计未来稳中有升。受益于 2023 年国内煤炭进口

量大增以及进口煤的价格优势，公司 2023 年火电度电毛利达到 0.045 元/kWh，较 2022 年修复显著，且横向对比来看，领先于国电电力、华能国际、华电国际、大唐发电四家全国性火电企业。2024H1，公司火电盈利持续改善，度电净利润达到 0.039 元/kWh，同比提升 0.026 元/kWh。展望 2024 全年，考虑到水电对火电发电量的挤压已于 8 月份出现边际改善，叠加煤炭价格偏弱运行，我们预计公司全年火电盈利水平有望维持稳中有升态势。

图65: 公司&可比公司火电度电毛利 (元/kWh)

图66: 公司火电度电净利润 (元/kWh)



资料来源: 各公司公告、中国银河证券研究院

资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

五、盈利预测与估值

（一）盈利预测

- **水电：**装机端，基于对公司在建项目投产节奏的判断，我们预计 24-26 年装机容量分别为 2128、2128、2179 万千瓦，2026 年装机容量增长主要系印尼巴塘水电站（51 万千瓦）预计于 25 年底完工所致。利用小时数方面，考虑到 24 年来水改善，我们假设公司 24 年水电利用小时数提升至 4800h，并在 25-26 年维持该水平不变。上网电价端，考虑到 24 年丰水期发电量增加，同时锦官电源组送江苏电价存在小幅下降，我们预计 24 年公司水电上网电价小幅下降，25-26 年受益于四川省内电力供需偏紧实现稳中有升。发电成本方面，由于公司短期内并无大规模新机组投产，因此，我们假设度电成本维持下降态势，带动公司毛利率提升。
- **煤电：**装机端，我们预计 24-26 年装机容量分别维持 1316.6 万千瓦，24 年装机容量较 23 年增加主要系钦州二电#2 机组于 24 年 4 月投产所致，钦州二电#3、#4 机组预计 26 年 12 月投产，当年发电量贡献很小，此处未纳入考虑。利用小时数方面，考虑到 24 年来水改善、同时新能源装机快速增长对火电的挤压，我们假设公司 24-26 年火电利用小时数分别为 4700、4600、4500h。上网电价端，预计随煤炭价格下行而有所下降。发电成本方面，煤炭价格下降带来燃料成本节省，预计度电成本呈现下降趋势，驱动公司毛利率改善。
- **气电：**公司舟山 2*84.238 万千瓦燃气发电项目预计于 25 年 6 月底投产。由于燃气机组多扮演调峰机组的角色，我们假设其利用小时数为 2000h。上网电价方面，浙江省新建 9H 机组全电量参与电力市场，执行市场交易电价，我们假设其上网电价为 0.72 元/千瓦时（含税）。参考粤电力等公司的燃气发电业务毛利率，同时考虑到气价下降带动气电盈利修复，我们假设 25-26 年公司气电业务毛利率为 15%。
- **新能源发电**
 - a. **光伏发电：**基于公司在建项目储备和十四五装机目标，我们假设 24-26 年光伏新增装机容量分别为 200、450、200 万千瓦。考虑新增并网导致的电网消纳压力，预计利用小时数有所下降。上网电价端，随着市场化交易占比提升和大规模平价项目并网，我们预计 24-26 年光伏上网电价分别为 0.485、0.460、0.445 元/千瓦时，同比-15.6%、-5.2%、-3.3%。发电成本方面，考虑光伏装机成本下行，预计 24-26 年度电成本同比-10.0%、-2.0%、-2.0%。
 - b. **风电：**基于公司在建项目储备和十四五装机目标，我们假设 24-26 年风电新增装机容量分别为 100、250、100 万千瓦。考虑新增并网导致的电网消纳压力，预计利用小时数有所下降。上网电价端，随着市场化交易占比提升和大规模平价项目并网，我们预计 24-26 年光伏上网电价分别为 0.420、0.410、0.405 元/千瓦时，同比-5.8%、-2.4%、-1.2%。发电成本方面，考虑风电装机成本下行，预计 24-26 年度电成本同比-4.0%、-1.0%、0.0%。
- **其他：**主要包括垃圾发电、海水淡化等业务，假设 24-26 年营收增速分别为 20%、15%、10%，随规模扩大，毛利率小幅提升，分别为 2%、3%、4%。

基于上述假设，我们预计公司 24-26 年营业收入分别为 612.4、655.4、700.4 亿元，同比增长 8.0%、7.0%、6.9%；实现归母净利润 77.9、87.0、94.9 亿元，同比增长 16.2%、11.7%、9.1%；对应 EPS 分别为 1.05、1.17、1.27 元，2024 年 9 月 18 日收盘价对应的 PE 分别为 14.77x、13.23x、12.12x。

表9: 国投电力营收拆分&预测

业务类型	项目	2023A	2024E	2025E	2026E
水电	装机 (万千瓦)	2128.0	2128.0	2128.0	2179.0
	利用小时数 (h)	4427	4800	4800	4800
	发电量 (亿 kWh)	942.1	1021.4	1021.4	1045.9
	平均上网电价 (元/kWh)	0.273	0.270	0.271	0.272
	收入 (亿元)	255.75	274.14	275.16	282.79
	成本 (亿元)	101.91	106.63	103.43	104.85
	毛利 (亿元)	153.84	167.51	171.72	177.94
	毛利率	60.2%	61.1%	62.4%	62.9%
煤电	装机 (万千瓦)	1250.6	1316.6	1316.6	1316.6
	利用小时数 (h)	4896	4700	4600	4500
	发电量 (亿 kWh)	580.1	603.3	605.6	592.5
	平均上网电价 (元/kWh)	0.420	0.412	0.405	0.405
	收入 (亿元)	228.74	233.38	230.30	225.30
	成本 (亿元)	204.07	200.70	198.06	193.75
	毛利 (亿元)	24.67	32.67	32.24	31.54
	毛利率	10.8%	14.0%	14.0%	14.0%
气电	装机 (万千瓦)			168.5	168.5
	利用小时数(h)			2000	2000
	发电量 (亿千瓦时)			16.8	33.7
	上网电价 (元/kWh)			0.637	0.637
	收入 (亿元)			10.73	21.47
	成本 (亿元)			9.12	18.25
	毛利 (亿元)			1.61	3.22
	毛利率			15.0%	15.0%
光伏发电	装机 (万千瓦)	385.3	585.3	1035.3	1235.3
	利用小时数 (h)	1274	1220	1150	1100
	发电量 (亿 kWh)	29.5	59.2	93.2	124.9
	平均上网电价 (元/kWh)	0.575	0.485	0.460	0.445
	收入 (亿元)	16.76	28.36	42.33	54.88
	成本 (亿元)	7.58	13.68	21.10	27.71
	毛利 (亿元)	9.18	14.68	21.23	27.16
	毛利率	54.8%	51.8%	50.2%	49.5%
风电	装机 (万千瓦)	318.3	418.3	668.3	768.3
	利用小时数 (h)	2177	2120	2100	2100
	发电量 (亿 kWh)	66.1	78.1	114.1	150.8
	平均上网电价 (元/kWh)	0.446	0.420	0.410	0.405
	收入 (亿元)	28.79	32.01	45.66	59.64
	成本 (亿元)	12.28	13.92	20.13	26.62
	毛利 (亿元)	16.51	18.09	25.53	33.02
	毛利率	57.3%	56.5%	55.9%	55.4%
其他	收入 (亿元)	37.08	44.49	51.17	56.29

	成本 (亿元)	36.66	43.60	49.63	54.03
	毛利 (亿元)	0.42	0.89	1.54	2.25
	毛利率	1.1%	2.0%	3.0%	4.0%
合计	营业收入 (亿元)	567.12	612.38	655.35	700.35
	营业成本 (亿元)	362.50	378.53	401.48	425.22
	毛利 (亿元)	204.62	233.84	253.87	275.14
	毛利率	36.1%	38.2%	38.7%	39.3%

资料来源: 公司公告、中国银河证券研究院

(二) 相对估值

由于公司为水火风光一体化企业，我们采用分部估值法进行估值。

- **PE 估值法:** 基于前述假设，我们预计 24 年公司水电业务归母净利润为 53.5 亿元，选取长江电力、华能水电、川投能源作为可比公司，可比公司 24 年 wind 一致预期 PE 为 21.07x。预计 24 年公司火电业务归母净利润为 12.8 亿元，考虑到公司火电业务主要布局福建、广西、天津等地，我们选取区域性火电公司浙能电力、申能股份、皖能电力作为可比公司，可比公司 24 年 wind 一致预期 PE 为 10.40x。预计 24 年公司新能源发电业务归母净利润为 12.6 亿元，选取三峡能源、龙源电力、中闽能源、中绿电作为可比公司，可比公司 24 年 wind 一致预期 PE 为 18.17x。综上所述，我们认为公司当前股价对应的 24E 估值水平 16.22x（考虑定增后 17.41x）相较可比公司综合估值水平 19.11x（按公司归母净利润结构进行加权平均）仍有提升空间。
- **PB 估值法:** 基于前述假设，我们预计 24 年公司水电业务归母净资产为 411.2 亿元，选取长江电力、华能水电、川投能源作为可比公司，可比公司 24 年 wind 一致预期 PB 为 2.88x。预计 24 年公司火电业务归母净资产为 70.5 亿元，考虑到公司火电业务主要布局福建、广西、天津等地，我们选取区域性火电公司浙能电力、申能股份、皖能电力作为可比公司，可比公司 24 年 wind 一致预期 PB 为 1.20x。预计 24 年公司新能源发电及其他业务归母净资产为 154.2 亿元，选取三峡能源、龙源电力、节能风电作为可比公司，可比公司 24 年 wind 一致预期 PB 为 1.45x。综上所述，我们认为公司当前股价对应的 24E 估值水平 1.99x（考虑定增后 1.92x）相较可比公司综合估值水平 2.31x（按公司归母净资产结构进行加权平均；考虑到其他业务盈利水平弱于新能源，新能源及其他业务整体估值水平在可比公司的基础上打九折）仍有提升空间。

表10: 公司&可比公司估值水平 (截至 2024 年 9 月 30 日)

代码	简称	股价	EPS				PE				23A PB	24E PB
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E		
600900.SH	长江电力	30.05	1.11	1.38	1.47	1.53	26.99	21.74	20.49	19.61	3.65	3.42
600025.SH	华能水电	11.55	0.42	0.49	0.54	0.59	27.50	23.58	21.30	19.67	3.09	2.97
600674.SH	川投能源	18.85	0.96	1.05	1.12	1.19	19.64	17.91	16.90	15.82	2.33	2.24
	水电平均							21.07	19.56	18.37	3.02	2.88
600023.SH	浙能电力	6.73	0.49	0.60	0.65	0.70	13.73	11.18	10.31	9.59	1.34	1.23
600642.SH	申能股份	8.54	0.71	0.81	0.87	0.93	12.05	10.60	9.84	9.19	1.25	1.14
600021.SH	皖能电力	8.32	0.63	0.88	1.02	1.11	13.21	9.41	8.15	7.49	1.36	1.23
	火电平均							10.40	9.43	8.76	1.32	1.20
600905.SH	三峡能源	4.85	0.25	0.28	0.31	0.35	19.33	17.57	15.41	13.74	1.68	1.54
001289.SZ	龙源电力	16.78	0.73	0.81	0.91	0.99	23.07	20.62	18.51	16.97	1.98	1.85
601016.SH	节能风电	5.06	0.36	0.39	0.42	0.44	14.19	12.96	12.13	11.44	1.54	1.40

		9.88	0.49	0.46	0.67	0.84	20.16	21.52	14.65	11.80	1.07	1.03
	新能源发电平均							18.17	15.17	13.49	1.57	1.45
600886.SH	国投电力	16.95	0.90	1.05	1.17	1.27	18.84	16.22	14.52	13.31	2.14	1.99

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

(三) 绝对估值: 合理每股价值区间为 16.53-22.68 元

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 2027-2029 年, 我们假设过渡期增长率为 1.5%; 第三阶段为 2029 年以后, 我们假设永续增长率为 0.5%。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 0.1% 的情况下, 公司合理每股价值区间为 16.53-22.68 元, 对应市值 1232-1690 亿元。

表11: 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	3
过渡期增长率	1.5%
永续增长率	0.5%
贝塔值 (β)	0.5121
无风险利率 (Rf)	2.05%
市场预期收益率 (Rm)	5.00%
有效税率 (T)	15.00%
债务资本成本 Kd	3.00%
债务资本成本比重 Wd	52.79%
股权资本成本 Ke	3.82%
加权平均资本成本 WACC	3.15%

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

表12: 绝对估值敏感性分析

目标价		折现率						
		2.73%	2.83%	2.93%	3.03%	3.13%	3.23%	3.33%
永续 增长 率	0.20%	19.84	18.28	16.82	15.47	14.22	13.04	11.94
	0.30%	21.37	19.68	18.12	16.67	15.33	14.08	12.91
	0.40%	23.03	21.20	19.52	17.97	16.53	15.19	13.94
	0.50%	24.83	22.85	21.03	19.36	17.81	16.38	15.04
	0.60%	26.81	24.65	22.68	20.87	19.20	17.66	16.23
	0.70%	28.98	26.62	24.47	22.50	20.70	19.04	17.50
	0.80%	32.47	29.87	27.52	25.38	23.42	21.62	19.97

资料来源: Wind、中国银河证券研究院

六、风险提示

来水不及预期的风险：水电业务对公司的收入和利润贡献度均较大，而水电发电量与来水情况直接相关，来水情况随气候波动，较难预测；

煤炭价格大幅上涨的风险：如果煤炭价格超预期上涨，公司火电业务的成本将出现抬升，从而影响火电业务盈利水平；

上网电价下调的风险：上网电价直接影响公司的收入端，如上网电价超预期下调，将对公司业绩产生不利影响；

新项目建设进度&投产时间不及预期的风险：公司水电、火电、新能源发电业务均存在较大规模的在建项目，在建项目影响对公司未来装机容量、发电量的判断。因此，如果在建项目建设进度&投产时间不及预期，将影响公司业绩释放节奏。

图表目录

图 1: 公司股权结构 (截至 2024H1 末)	3
图 2: 国投集团业务布局	3
图 3: 公司装机容量 (万千瓦)	3
图 4: 公司装机容量结构	3
图 5: 公司新能源发电资产区域分布 (万千瓦)	4
图 6: 公司营业收入&同比变化	5
图 7: 公司收入结构	5
图 8: 公司分业务板块毛利率	5
图 9: 公司不同业务毛利额&占比情况 (亿元)	5
图 10: 公司期间费用情况	6
图 11: 公司期间费用率	6
图 12: 公司综合毛利率&期间费用率变动情况	6
图 13: 公司归母净利润&同比增速	6
图 14: 公司 ROE (加权)	6
图 15: 公司资产负债率	6
图 16: 公司现金情况 (亿元)	7
图 17: 公司现金分红金额&比例	7
图 18: 公司&可比公司现金分红比例	7
图 19: 公司&可比公司股息率 (截至 2024/9/30)	7
图 20: 国内水电装机容量	8
图 21: 我国十三大水电基地规划装机容量	8
图 22: 主要流域开发情况 (截至 2021 年末)	8
图 23: 主要大水电资产度电净利润 (元/千瓦时)	9
图 24: 主要大水电资产上网电价 (元/千瓦时, 不含税)	11
图 25: 主要大水电资产利用小时数 (h)	11
图 26: 主要流域来水波动性	12
图 27: 厄尔尼诺和拉尼娜事件对国内气候的影响	13
图 28: 公司水电利用小时数 (h)	13
图 29: 公司水电发电量	13
图 30: 雅砻江-二滩入库流量 (立方米/秒)	14
图 31: 雅砻江-锦屏一级入库流量 (立方米/秒)	14
图 32: 雅砻江-两河口入库流量 (立方米/秒)	14
图 33: 两河口水库水位分位数	14
图 34: 锦屏一级水库水位分位数	14
图 35: 二滩水库水位分位数	14

图 36: 雅砻江流域梯级电站规划图.....	15
图 37: 公司风电、光伏累计装机容量 (万千瓦)	16
图 38: 公司风电、光伏发电量 (亿 kWh)	16
图 39: 公司风电、光伏上网电价 (不含税, 元/kWh)	16
图 40: 公司风电、光伏发电收入 (亿元)	17
图 41: 公司风电、光伏发电毛利率.....	17
图 42: 雅砻江公司新能源装机 (万千瓦)	17
图 43: 雅砻江新能源项目盈利水平高于可比公司 (元/千瓦时)	17
图 44: 雅砻江新能源利用小时数 vs 全国平均水平	18
图 45: 光伏发电出力曲线与负荷曲线.....	18
图 46: 风电出力曲线与负荷曲线.....	18
图 47: 水、风、光年内出力特性.....	19
图 48: 水风光日内互补运行.....	19
图 49: 雅砻江下游清洁能源基地水风光互补运行 vs 水风光未互补运行日发电量测算 (MWh)	19
图 50: 十四五大型清洁能源基地布局示意图.....	20
图 51: 雅砻江流域水、风、光开发示意图.....	20
图 52: 公司风电装机分布.....	21
图 53: 公司光伏装机分布.....	21
图 54: 公司新能源发展规划.....	22
图 55: 公司火电装机容量, 截至 2023 年末 (万千瓦)	23
图 56: 公司火电机组情况 (截至 2023 年末)	23
图 57: 公司火电发电量&同比增速	23
图 58: 公司火电利用小时数 (h)	23
图 59: 国内煤炭进口量 (万吨)	24
图 60: 国内煤炭进口价格 (美元/吨)	24
图 61: 2024 年全球煤炭产量预测 (Mt)	25
图 62: 2024 年全球煤炭需求预测 (Mt)	25
图 63: 国内不同电源类型发电量同比变化情况 (%)	25
图 64: 国内高炉开工率 (%)	25
图 65: 公司&可比公司火电度电毛利 (元/kWh)	26
图 66: 公司火电度电净利润 (元/kWh)	26
表 1: 公司水电、火电资产区域分布 (截至 2023 年末)	4
表 2: 主要水电基地开发商情况	9
表 3: 雅砻江水电上网电价机制	10
表 4: 主要大水电资产调节性能	12
表 5: 雅砻江流域水电站开发情况	15
表 6: 雅砻江公司在运/在建/拟建新能源发电项目	20

表 7: 截至 23 年末, 公司在建新能源发电项目 (非雅砻江流域)	21
表 8: 公司在建/拟建火电项目	24
表 9: 国投电力营收拆分&预测	28
表 10: 公司&可比公司估值水平 (截至 2024 年 9 月 30 日)	29
表 11: 基本假设及关键参数	30
表 12: 绝对估值敏感性分析	30

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	28773.11	30985.05	28611.40	31285.41
现金	11358.01	11789.44	8205.84	9385.28
应收账款	14033.14	15090.11	16124.76	17162.77
其它应收款	899.49	969.60	1037.64	1108.89
预付账款	304.77	347.77	308.32	358.23
存货	1296.50	1682.37	1784.36	1889.85
其他	881.21	1105.76	1150.47	1380.38
非流动资产	248589.92	259537.72	280626.44	295103.03
长期投资	10141.58	13343.78	14612.42	16163.00
固定资产	198111.22	202590.49	211191.70	219064.23
无形资产	6116.20	4385.54	3769.67	2965.76
其他	34220.93	39217.92	51052.65	56910.05
资产总计	277363.02	290522.78	309237.84	326388.44
流动负债	45811.27	47258.47	53015.36	56260.50
短期借款	9412.13	10412.13	13412.13	15412.13
应付账款	5294.95	4815.97	5251.54	5727.68
其他	31104.19	32030.37	34351.69	35120.69
非流动负债	129434.39	129716.24	131216.24	132716.24
长期借款	113672.15	114172.15	115172.15	116172.15
其他	15762.24	15544.09	16044.09	16544.09
负债合计	175245.66	176974.71	184231.60	188976.74
少数股东权益	43050.83	49960.48	57676.97	66095.35
归属母公司股东权益	59066.53	63587.59	67329.27	71316.35
负债和股东权益	277363.02	290522.78	309237.84	326388.44

现金流量表(百万元)	2024A	2024E	2025E	2026E
经营活动现金流	21268.12	29330.40	34340.97	35020.89
净利润	12160.26	14701.38	16418.07	17911.44
折旧摊销	9922.04	13393.04	13156.69	14076.65
财务费用	4602.73	4026.37	3964.50	4065.00
投资损失	-697.33	-734.85	-786.42	-840.42
营运资金变动	-5192.63	-2333.09	1519.17	-323.95
其它	473.06	277.55	68.97	132.18
投资活动现金流	-20656.26	-23753.83	-33500.17	-27770.48
资本支出	-20247.29	-19385.81	-31394.60	-27868.33
长期投资	-152.63	-4965.03	-2887.79	-736.59
其他	-256.33	597.01	782.22	834.44
筹资活动现金流	-939.11	-5113.28	-4424.39	-6070.97
短期借款	-1886.70	1000.00	3000.00	2000.00
长期借款	7308.10	500.00	1000.00	1000.00
其他	-6360.52	-6613.28	-8424.39	-9070.97
现金净增加额	-289.56	431.44	-3583.60	1179.43

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	56711.86	61237.71	65535.19	70035.27
营业成本	36249.55	37853.41	40148.10	42521.70
营业税金及附加	939.17	979.80	1048.56	1120.56
营业费用	46.05	48.99	52.43	56.03
管理费用	1769.27	1867.75	1966.06	2101.06
财务费用	3975.29	3856.00	3787.65	3941.91
资产减值损失	-249.95	-197.00	-146.58	-189.33
公允价值变动收益	-1.47	0.00	0.00	0.00
投资净收益	697.33	734.85	786.42	840.42
营业利润	14048.29	17187.75	19216.53	20947.62
营业外收入	209.48	152.40	147.40	169.76
营业外支出	42.30	44.42	48.56	45.09
利润总额	14215.46	17295.74	19315.37	21072.29
所得税	2055.20	2594.36	2897.31	3160.84
净利润	12160.26	14701.38	16418.07	17911.44
少数股东损益	5455.32	6909.65	7716.49	8418.38
归属母公司净利润	6704.94	7791.73	8701.58	9493.06
EBITDA	27472.84	34544.78	36259.72	39090.84
EPS (元)	0.90	1.05	1.17	1.27

主要财务比率	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入	12.32%	7.98%	7.02%	6.87%
营业利润	49.27%	22.35%	11.80%	9.01%
归属母公司净利润	64.31%	16.21%	11.68%	9.10%
毛利率	36.08%	38.19%	38.74%	39.29%
净利率	11.82%	12.72%	13.28%	13.55%
ROE	11.35%	12.25%	12.92%	13.31%
ROIC	6.00%	6.80%	7.01%	7.18%
资产负债率	63.18%	60.92%	59.58%	57.90%
净负债比率	134.07%	122.35%	117.60%	108.67%
流动比率	0.63	0.66	0.54	0.56
速动比率	0.58	0.59	0.48	0.50
总资产周转率	0.21	0.22	0.22	0.22
应收账款周转率	4.93	4.21	4.20	4.21
应付账款周转率	7.73	7.49	7.98	7.75
每股收益	0.90	1.05	1.17	1.27
每股经营现金	2.85	3.93	4.61	4.70
每股净资产	7.92	8.53	9.03	9.57
P/E	18.84	16.22	14.52	13.31
P/B	2.14	1.99	1.88	1.77
EV/EBITDA	8.56	7.68	7.54	7.05
P/S	2.23	2.06	1.93	1.80

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

机构请致电：

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

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

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

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

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

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

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

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

褚颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn

公司网址：www.chinastock.com.cn