

国电电力(600795)

报告日期: 2024 年 01 月 24 日

深耕电力数十载，绿电助力新发展

——国电电力深度报告

投资要点

□ 企业概况：深耕电力板块，火电收入贡献最大

公司是国家能源集团旗下龙头发电企业，实际控制人为国务院国资委，截至 2023 年 6 月末，公司控股装机容量为 10001.22 万千瓦，其中火电/水电/风电光伏装机容量分别为 7273/1495/1232 万千瓦，化石能源装机占比最高，约 59.17%；非化石能源装机量占比总装机量 40.83%，同比提高 5.19 个百分点。

□ 火电板块：成本优势明显，未来盈利将持续得以修复

公司火电厂分布于东部沿海地区、大型煤电基地和外送电通道，充分利用东部电力高需求，煤电基地低成本，外送通道特高压输电等优势发展火电业务。此外，公司所在国家能源集团拥有丰富的燃煤资源，2022 年公司在保供政策支持下，加大优质资源获取力度，实现年度长协全覆盖，燃煤全年成本远低于同行业平均水平。

□ 水电板块：弃水现象有望彻底改善，未来将量价齐升

国能大渡河公司是公司的核心水电资产，装机总量占公司水电资产比例超过 75%，其中“弃水现象”是影响公司水电盈利水平的核心因素。后期，随着川渝特高压线路的打通，弃水现象将明显改善，同时随着用电需求增长和在建项目中新增电量的高价销售，水电板块盈利能力将逐渐好转。

□ 风光板块：“十四五”规划装机 35GW，且 2022 年增量明显

公司板块布局位于风光自然条件绝佳地区，日照时长和风速条件远高于全国平均水平。同时，“十四五”规划明确指出新增 35GW 装机，预计“十四五”末新能源装机量将占比公司总装机量 40%以上，同时公司的火电业务又可以为新能源板块提供强大的资金支持，保证新能源转型顺利推进，未来随着新能源装机规模扩大，业绩持续增长，估值有望提升。

□ 盈利预测与估值

预计公司 2023-2025 年的归母净利润为 77.81/98.53/118.13 亿元，EPS 为 0.44/0.55/0.66 元/股，以 2024 年 1 月 24 日收盘价计算，对应 PE 分别为 9.54/7.53/6.28 倍。由于公司为国内电力龙头企业，因此选择细分领域（火电、水电、风光电龙头企业）作为可比公司，采用分部估值法，给予公司 5.03 元/股的目标价，首次覆盖给予“买入”评级。

□ 风险提示

煤价上涨超预期、大渡河弃水改善不及预期、水光项目建设不及预期。

投资评级：买入(首次)

分析师：程娇翼

执业证书号：S1230521020002

chengjiaoyi@stocke.com.cn

基本数据

收盘价	¥ 4.28
总市值(百万元)	76,336.45
总股本(百万股)	17,835.62

股票走势图



相关报告

财务摘要

(百万元)	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入	192,681	189,514	201,257	216,806
(+/-) (%)	14.40%	-1.64%	6.20%	7.73%
归母净利润	2,825	7,781	9,853	11,813
(+/-) (%)	262.96%	175.47%	26.62%	19.89%
每股收益(元/股)	0.16	0.44	0.55	0.66
P/E	26.27	9.54	7.53	6.28

资料来源：浙商证券研究所

投资案件

● 盈利预测、估值与目标价、评级

- 1) 盈利预测：预计公司 2023-2025 年的归母净利润为 77.81/98.53/118.13 亿元。未来利润主要来自于火电盈利修复带来的增长，水电弃水现象改善和售电价上涨带来的水电盈利贡献，新能源发电装机量增长后带来的板块盈利能力的增强。
- 2) 估值指标：分部估值法，我们选取火电上市公司大唐发电和华电国际，水电上市公司华能水电、川投能源和国投电力，新能源发电上市公司三峡能源和龙源电力作为可比公司。
- 3) 目标价格：5.03 元/股
- 4) 投资评级：买入

● 关键假设

- 1)假设 2024 年燃煤中长期合同价格维持 2023 年区间不变，同时燃煤现货价格保持 900-1000 元空间波动。
- 2)假设川渝特高压项目在 2025 年末可以全部竣工，同时省内市场交易电价维持现有增速不变。
- 3)假设新能源装机目标在“十四五”末可以全部达成。

● 我们与市场的观点的差异

市场认为安全检查趋严形势下，煤炭供给收缩，未来现货煤价将突破 1000 元/吨，长协煤价也会有所调整。但我们认为，《2024 年电煤中长期合同签订履约工作方案》相关细则中的价格机制未发生改动，且 2022 年以来长协价格始终保持相对稳定并处于合理区间，因此 2024 年煤炭长协价格仍有望保持稳定，即现货价格预计维持在 900-1000 元/吨区间

● 股价上涨的催化因素

秦皇岛港口 5500 大卡下水煤现货价格上涨，川渝特高压项目建设进程加快，新能源装机进度提速。

● 风险提示

煤价上涨超预期：目前煤炭价格维持在一个相对稳定的价格区间，火电业务盈利实现修复，未来如果煤炭价格进一步上涨，煤炭中长期合同价格也将受到影响，煤电板块将盈利受限。

大渡河弃水改善不及预期：目前弃水现象是影响公司水电板块的主要影响因素，未来特高压项目的陆续投运将事关板块盈利是否改善的关键因素。

新能源项目建设不及预期：公司在建工程中绝大多数是风电和光伏项目，按照公司未来的规划，该板块装机量将有一个大的提升，如果不可控因素影响板块装机速度，板块发电量的增长将受到影响。

正文目录

1 公司概况：深耕电力板块，火电营收占比最大	6
1.1 国家能源投资集团旗下电力上市公司	6
1.2 控股股东资源丰富，保障公司电力业务增长	6
1.3 火电营收占比最高，但毛利润贡献较低	7
2 火电：成本优势明显，未来盈利将持续得以修复	8
2.1 我国第二大火力发电运营商，火电厂地理位置布局合理	9
2.2 集团内部协同优势明显，火电板块具有成本优势	9
2.3 煤炭价格将长期处于合理区间，公司开启盈利修复模式	12
2.4 电价改革持续推进，终端盈利空间扩大	13
3 水电：弃水现象持续改善，未来将量价齐升	14
3.1 水电集中于四川大渡河流域，营收近几年基本保持稳定	14
3.2 调度机制影响市场化程度，公司所属水电公司让利大	15
3.3 电力供需形势趋紧，水电电价未来有望逐步上升	16
3.4 特高压外送通道即将建成，“弃水现象”将明显改善	17
3.5 增持国能大渡河股权，扩充水电优质资产	18
3.6 增量水电项目开工，大渡河公司资产进一步扩容	18
4 风光发电：“十四五”规划装机 35GW，截至 2022 年增量明显	19
5 盈利预测及估值	22
5.1 公司盈利预测	22
5.2 公司估值与投资建议	26
5.3 风险提示	27

图表目录

图 1: 国电电力发展历程.....	6
图 2: 国电电力股权关系图 (截至 2022 年底)	7
图 3: 2018-2022 年公司营业总收入及同比 (单位: 亿元)	7
图 4: 2018-2022 年公司营业收入分布 (单位: %)	7
图 5: 2018-2022 年控股装机结构及增速 (单位: 万千瓦, %)	8
图 6: 2018-2022 年公司发电量及增速 (单位: 亿千瓦时, %)	8
图 7: 2018-2023Q3 年公司销售毛利率与净利率 (单位: %)	8
图 8: 2021-2022 年公司主要业务毛利率 (单位: %)	8
图 9: 2022 年公司火力发电机组在全国各省份发电量权重 (%)	9
图 10: 秦皇岛港口长协煤价格远低于动力煤现货价格	11
图 11: 长协煤占国电电力采购动力煤比重对比图	11
图 12: 2018-2022 年火力发电厂供电煤耗 (克/千瓦时) 与发电厂用电率 (%)	11
图 13: 2021-2022 年可比火电上市公司的入炉标煤价格(元/吨).....	12
图 14: 2021-2022 年主要火电上市公司的火电业务毛利率	12
图 15: 2018-2022 年我国商品煤产量、进口量与消费量 (亿吨)	12
图 16: 2018-2022 年公司火力发电量及同比变化 (亿千瓦时)	14
图 17: 2018-2022 年公司平均上网电价及同比变化	14
图 18: 2022 年公司各省份水电机组发电量占比 (单位: %)	14
图 19: 2018-2022 年各版块收入及水电收入占比	15
图 20: 2017-2022 年水电版块收入及增速	15
图 21: 2017-2022 年水电版块发电量及增速	15
图 22: 2017-2022 年水电成本占总成本比例	15
图 23: 2021 及 2022 年公司及可比水电企业上网电价 (元/兆瓦时)	16
图 24: 2018-2022 年全社会及四川省用电量增速 (单位: %)	17
图 25: 2018-2022 年公司水电上网电价及四川交易平均电价 (单位: 元/兆瓦时)	17
图 26: 2012-2020 年四川电网水电“弃水”电量 (亿千瓦时)	17
图 27: 2020 年大渡河干流弃水电量占全国弃水电量比重	17
图 28: 2022 年各省水电发电量占总水电发电量比重 (单位: %)	18
图 29: 2018-2022 年公司和全国风电年平均利用小时数对比 (单位: 小时)	19
图 30: 2018-2022 年公司和全国光伏年平均利用小时数对比 (单位: 小时)	19
图 31: 2018-2022 年公司风光控股装机规模及同比增速 (单位: 万千瓦, %)	20
图 32: 2018-2022 年公司新能源发电量及同比增速 (单位: 亿千瓦时, %)	20
图 33: 2020-2023E 公司新能源项目支出及占比 (单位: 亿, %)	21
图 34: 2021-2023E 公司各项目支出占比 (单位: %)	21
表 1: 国家能源集团下属矿区资源分布情况 (截至 2022 年)	10
表 2: 2022 年可比公司购买燃料的关联交易以及燃料成本	10
表 3: 年度煤炭长协价格和现货价格对于公司毛利润影响的敏感性分析	13
表 4: 电价市场化改革相关政策	13
表 5: 四川电网水电上网电价调整表 (单位: 万千瓦时, 元/千千瓦时) (2019 年 7 月 1 日起执行)	16
表 6: 截至 2022 年, 公司投资相关水电企业基本情况	18
表 7: 国电电力大渡河干流主要水电站基本情况	19

表 8: “十四五”五大发电集团（可比公司）新能源装机规划对比	20
表 9: “十四五”期间国家能源集团旗下各子公司新能源装机规划对比	20
表 10: 2022、2023 公司战略布局及资源获取情况	21
表 11: 火力发电相关指标预测	22
表 12: 水力发电相关指标预测	23
表 13: 风力发电相关指标预测	24
表 14: 光伏发电相关指标预测	24
表 15: 公司电力业务成本预测	25
表 16: 公司主营业务收入预测	25
表 17: 可比公司盈利数据及估值	26
表 18: 分部估值法测算国电电力市值	26
表附录: 三大报表预测值	28

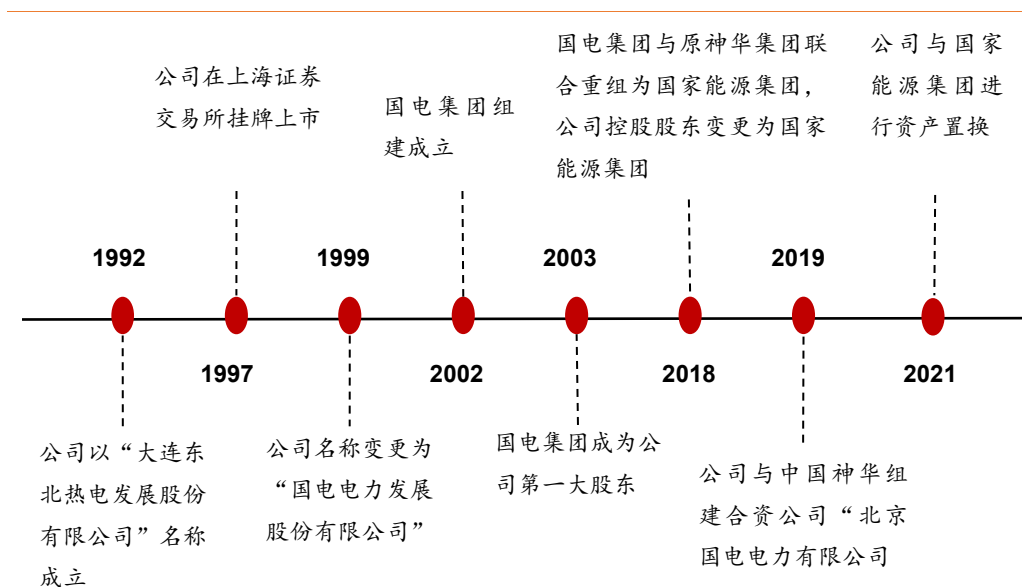
1 公司概况：深耕电力板块，火电营收占比最大

1.1 国家能源投资集团旗下电力上市公司

国电电力发展股份有限公司（600795.SH）是国家能源集团控股的核心电力上市公司和常规能源发电业务的整合平台，主要经营业务为电力、热力生产及销售，产业涉及火电、水电、风电、光伏发电及煤炭等领域，分布在全国 28 个省、自治区、直辖市。

2017 年，经报国务院批准，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司合并重组为国家能源投资集团有限责任公司。国家能源集团作为重组后的母公司，吸收合并中国国电。截止 2022 年底，国家能源投资集团持有公司 50.78% 股份。

图1：国电电力发展历程



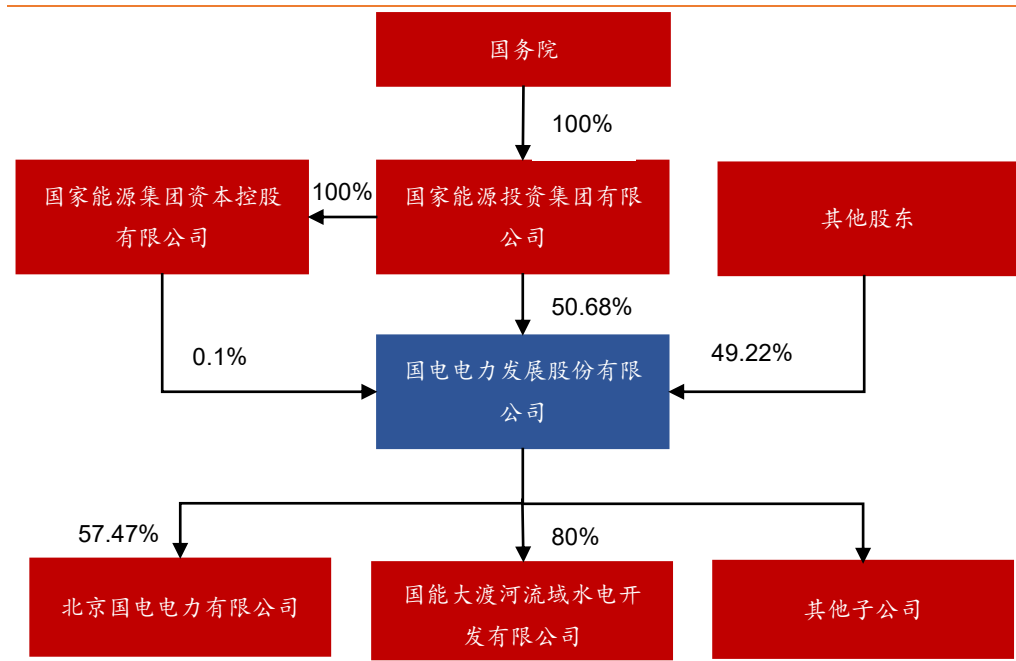
资料来源：公司公告，ifind、浙商证券研究所

1.2 控股股东资源丰富，保障公司电力业务增长

集团公司旗下资源丰富，业务范围广。集团公司国家能源投资集团拥有煤炭、电力、运输、化工等全产业链业务，产业分布在全国 31 个省区市以及美国、加拿大等 10 多个国家和地区，是全球规模最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司及煤制油煤化工公司。截至 2022 年底，国家能源投资集团控股和参股的上市公司包括国电电力（50.78%）、中国神华（69.52%）、龙源电力（58.56%）、长源电力（67.50%）、英力特（实际控制 50.99%）、龙源技术（实际控制 41.53%）。

通过集团公司资源倾斜，公司电力装机容量得到很好补充。2019 年国电电力公司与中国神华合资组建的北京国电电力有限公司全部标的资产完成交割，公司合并范围增加原属于中国神华的 17 家火电企业，控股装机容量增加 3053 万千瓦。2021 年 9 月，公司与国家能源集团实施资产置换，公司向国家能源集团置出银行、化工等非发电资产，国家能源集团向公司置入山东、江西、福建、广东、海南、湖南等区域常规能源发电资产。2022 年，公司收购国家能源集团持有的国能大渡河流域水电开发有限公司 11% 股权，进一步解决同业竞争，公司清洁能源权益装机进一步提升。

图2：国电电力股权关系图（截至 2022 年底）

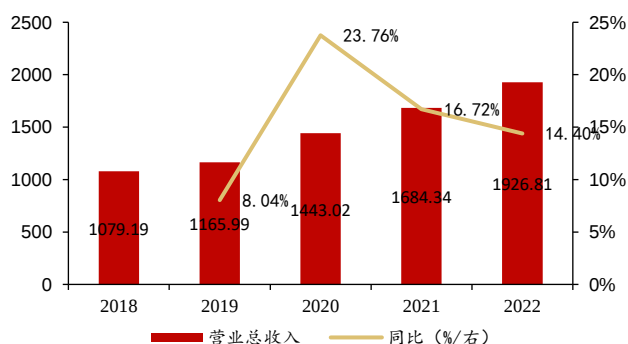


资料来源：Wind，浙商证券研究所

1.3 火电营收占比最高，但毛利润贡献较低

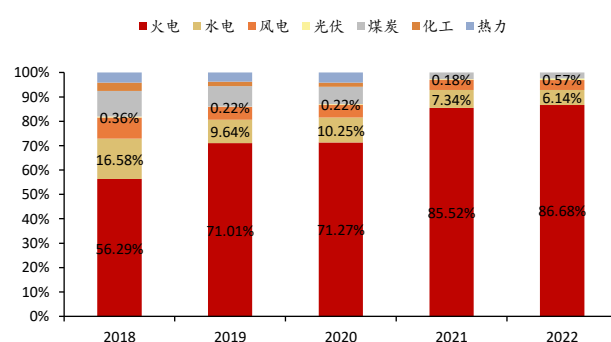
电力为公司主营业务，公司总营收与发电量呈正相关。电力为公司主营业务，近五年其营收占比均超过 90%。营收方面，2018-2022 年公司总营收从 1079 亿元上升至 1927 亿元，年均增长率约为 20%。发电量方面，2018-2022 年公司整体发电量上涨了约 2501.34 亿千瓦时，五年时间增长了 117%。其中，火力发电是公司发电业务中的主力，火电业务营收占比从 2018 年的 56% 增长至 2022 年 87%，占比提升约 30 个百分点。近五年火电业务营收的快速增长一方面受益于母公司资产整合带来的火电机组装机量的上涨，另一方面则由于 2022 年因燃煤价格逐渐回归合理区间，燃煤成本的降低提升燃煤电厂的发电意愿，从而导致机组利用小时数的快速增长。

图3：2018-2022 年公司营业总收入及同比（单位：亿元）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

图4：2018-2022 年公司营业收入分布（单位：%）

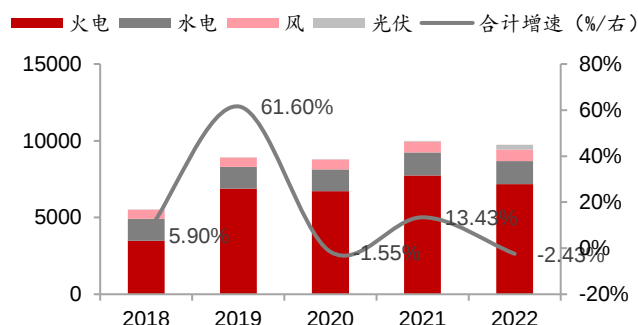


资料来源：Wind、浙商证券研究所

2019 年和 2021 年因集团内部火电资产的交割，火电控股装机和发电量有较大增长。2018-2022 年，公司控股装机规模除 2019 年和 2021 年有较快增长外，其他年份平均增幅基本维持在 1% 以内。受装机规模影响，公司发电量除 2019 年和 2021 年以外，其他年份平均增幅维持在 2.76% 左右。2019 年和 2021 年公司装机量和发电量增长较快，主要系两次大的

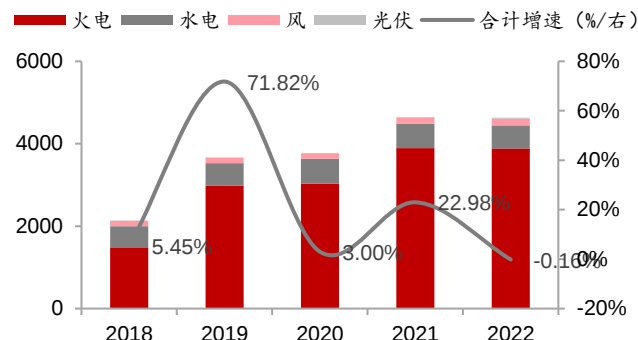
资产交割，分别是**2019年1月**，公司与中国神华合资组建的北京国电电力有限公司全部标的资产完成交割，公司合并范围增加原属于中国神华的17家火电企业，控股装机容量增加3053万千瓦；**2021年9月**，公司与国家能源集团实施资产置换，公司向国家能源集团置出银行、化工等非发电资产，国家能源集团向公司置入山东、江西、福建、广东、海南、湖南等区域常规能源发电资产。

图5：2018-2022年控股装机结构及增速（单位：万千瓦，%）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

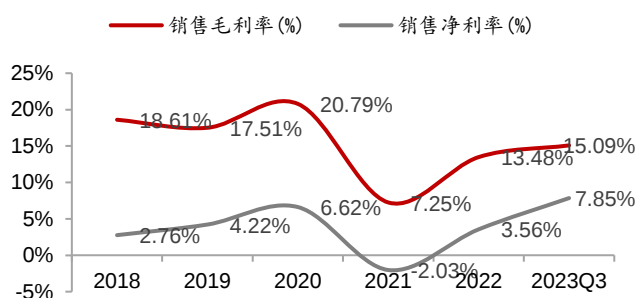
图6：2018-2022年公司发电量及增速（单位：亿千瓦时，%）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

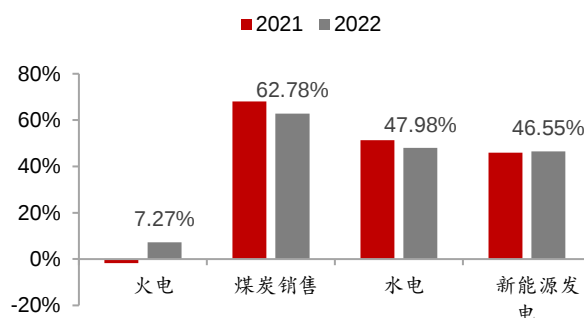
目前火电板块毛利较低且受燃煤采购价格影响较大，火电板块盈亏间接影响公司整体盈亏平衡。2020-2022年，公司利润率基本保持相对稳定，除2021年燃煤价格高涨导致的火电板块亏损，进而间接导致公司整理净利率为负。2022年，随着保供政策和公司中长期燃煤全覆盖策略下，燃煤采购价格大幅度降低，火电板块扭亏为盈，得以修复，但相比其他板块，火电毛利率仍然较低，这主要因为我国电力售价受政府管控因而相对稳定，且火电成本端比水电和新能源发电成本端更容易受原材料价格的影响。

图7：2018-2023Q3年公司销售毛利率与净利率（单位：%）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

图8：2021-2022年公司主要业务毛利率（单位：%）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

2 火电：成本优势明显，未来盈利将持续得以修复

火力发电是公司的主营业务，发电量的主要贡献端。2022年，火力发电量占比超过83%，营收占比超过87%，火电的主要成本在于燃煤的采购，但由于十三五期间淘汰落后产能政策，及地缘政治导致的全球能源危机等因素影响，供需错配使得燃煤价格近两年维持高位，2021年公司火电业务首次出现亏损，毛利率为-1.75%，2022年受益于国家煤炭保供政策的落地和集团煤炭业务的协同作用，公司实现燃煤采购中长期合同全覆盖，成本降低，火力发电板块扭亏为盈，但仍处于较低毛利率水平，仅7.27%。我们认为2024年燃煤现货价格将基本维持在900-1000元/吨，未来燃煤现货价格基本维持区间震荡，中长期合同

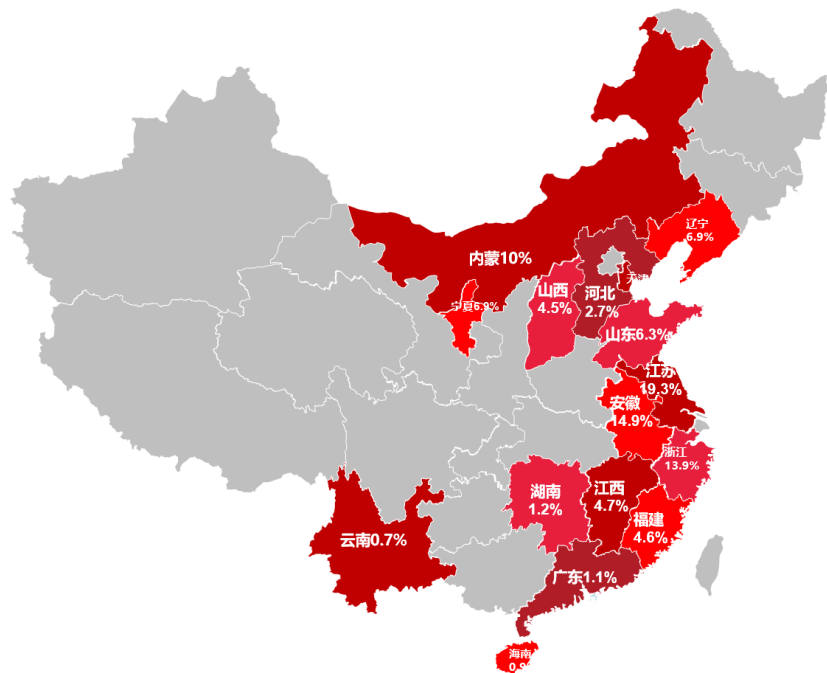
煤价格也将延续 2023 年区间价格，后续随着电价市场化改革的持续推进，火电板块营收将持续得以修复，公司盈利能力有望超预期。

2.1 我国第二大火力发电运营商，火电厂地理位置布局合理

公司所属火电机组容量大，全国排名第二。2022 年公司火电机组装机容量 7183.5 万千瓦，仅次于华能国际 9405.8 万千瓦时，排名全国第二。其中，60 万千瓦以上煤电机组 68 台，占煤电装机容量的比重为 69.99%，100 万千瓦及以上煤电机组 19 台，占煤电装机容量的比重为 26.58%。大容量煤电机组热效率高，便于集中控制，经济效益好。

火电机组分布范围广，覆盖全国十六个省份。公司火电机组主要分布三类地区：东部沿海地区、大型煤电基地和外送电通道。我国东部沿海地区经济发展水平高，用电需求量大，布局东部沿海发电厂地理优势明显，位于东部沿海省份的江苏、浙江、广东、福建等地的火力发电厂发电量比重超过 45%。其次，我国煤炭基地主要位于“晋陕蒙疆”，公司布局内蒙古、山西地区的火电发电量比重约 15%，可以优先获取优质燃煤资源，减少运输成本。外送电通道主要通过特高压方式将火力电量外送到需求端，公司将此类电厂布局在宁夏、内蒙古等地。

图9：2022 年公司火力发电机组在全国各省份发电量权重（%）



资料来源：公司年报、浙商证券研究所

2.2 集团内部协同优势明显，火电板块具有成本优势

集团母公司拥有丰富的煤炭、运输和港口资源。大股东国家能源集团拥有煤炭产能 6.2 亿吨/年，煤炭销量 7.7 亿吨，煤矿 72 座，形成了以神东矿区、准格尔矿区、胜利矿区、宝日希勒矿区等主要矿区为核心的煤炭生产布局，可以有效保证集团内部煤炭供应需求；自营铁路营业里程 2408 公里，运输能力 4.83 亿吨，拥有朔黄铁路，神朔铁路等核心“西煤东送”运输网络，可以优先保证集团内部的运输需求；拥有专业煤炭港口（码头）3 个，吞吐量 2.7 亿吨，自有船舶数量 61 艘，航运装船量 20899 万吨，形成了“北煤南送”的运输格局。

表1：国家能源集团下属矿区资源分布情况（截至 2022 年）

矿区	所属单位	地区	煤种	资源储量 (亿吨)	可采储量 (亿吨)	核定产能 (亿吨)	状态	煤矿类型
神东矿区	神华神东煤矿集团	蒙/陕/晋	长焰煤/不粘煤	153.9	87.2		在产	井工矿
准格尔矿区	神华准格尔能源有限责任公司	鄂尔多斯	长焰煤	37.2	29.6		在产	露天/井工
胜利矿区	神华北电胜利能源有限公司	内蒙古锡林郭勒	褐煤	19.6	13.3		在产	露天
宝日希勒矿区	国能宝日希勒能源有限公司	内蒙古宝日希勒镇	褐煤	13.3	11.1		在产	露天
包头矿区	神华包头矿业有限责任公司	内蒙古包头	长焰煤/不粘煤	0.5	0.3		在产	露天/井工
新街矿区				107.6			勘探	井工
合计				332.1	141.5	6.2		

资料来源：公司年报、浙商证券研究所

燃料成本中关联交易占比高，长协煤采购需求得以优先保障，成本控制能力强。2022 年公司向国家能源集团购买燃料及运输费用 883.29 亿元，占总燃料成本 1144.6 亿元的 77.17%，远高于同行业其他公司。2022 年，由于地缘冲突、极端气候等因素的影响，煤炭供需错配，燃煤价格高涨，现货平均价格同比有较大涨幅，电厂普遍面临长协煤签约率低、履约难度大等问题。根据国家发改委 2022 年 2 月 24 日发布的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，秦皇岛港下水煤（5500 大卡）中长期交易价格合理区间为 570-770 元/吨，远低于同期现货价格。国家能源集团及所属单位作为央企，对国家发改委规定的长协执行力度强，2021 年和 2022 年公司长协煤比例维持高位，分别达到 92% 和 97%，远高于市场平均水平，公司成本控制更具有优势，抗风险能力强。

表2：2022 年可比公司购买燃料的关联交易以及燃料成本

公司	关联方	关联交易内容	2022 年发生额（亿元）	2022 年燃料成本（亿元）	燃料中关联交易的比例
国电电力国际能源集团及所属单位		购买燃料及运费	883.28	1144.6	77.17%
		合计	883.28		
华电国际华电煤业及其子公司		煤炭采购	86.09	828.66	10.39%
江苏能源及其子公司、华电山西能源及其子公司、陕煤运销、陕煤化工、华电科工及其子公司、华电香港及其子公司及四川发电及其子公司		煤炭采购	21.74		
充矿能源		煤炭采购	31.44		
		合计	139.27		
内蒙华电北方联合电力有限责任公司		采购燃煤、材料	16.04	125	12.83%
上海华能电子商务有限公司		采购燃煤	1.54		
淮河能源西部煤电集团有限责任公司		采购燃煤、咨询费	3.85		
		合计	21.43		
华能国际华能集团同系子公司		燃料采购款及运力	918.36	1705.07	53.86%
华能集团联营企业		燃料采购款及运力	14.87		
华能集团合营企业		燃料采购款及运力	6.43		
		合计	961.09		
华润电力华润集团若干同系附属公司		购买燃料	0.96	587.81	0.16%
华润集团若干联营企业		购买煤炭	0.265		

华润集团若干合营企业

购买煤炭

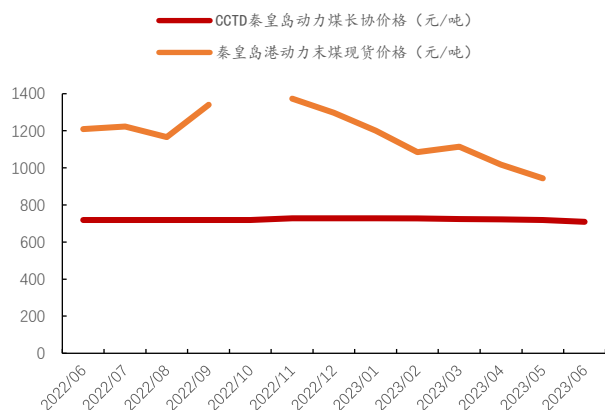
7.155

合计

8.38

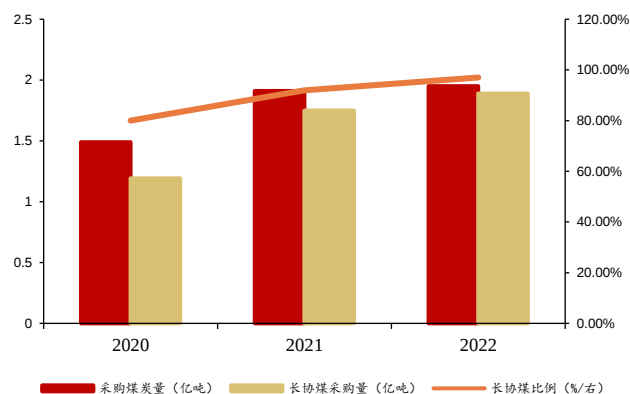
资料来源：各公司年报、浙商证券研究所

图10：秦皇岛港口长协煤价格远低于动力煤现货价格



资料来源：Wind、浙商证券研究所

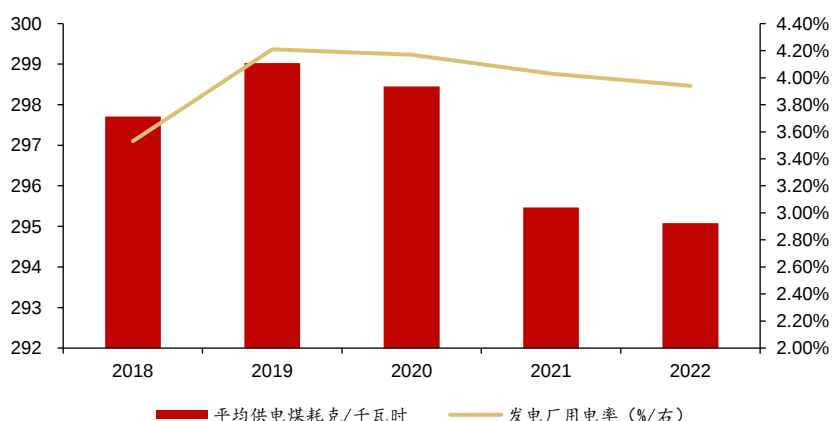
图11：长协煤占国电电力采购动力煤比重对比图



资料来源：公司年报、浙商证券研究所

公司保持燃机技改工作，供电煤耗逐年降低。公司对现役机组进行技术改进，实施节能降耗等工作，提高机组发电效率，2022年，公司火力发电机组平均供电煤耗为295.08克/千瓦时，较上年下降0.39克/千瓦时，达到近五年最低水平。发电厂用电率为3.94%，较上年下降0.09个百分点。公司火电机组平均等效可用系数91.62%，达到全国平均水平。发电效率的提升将进一步缩减燃煤成本，降低碳排放。

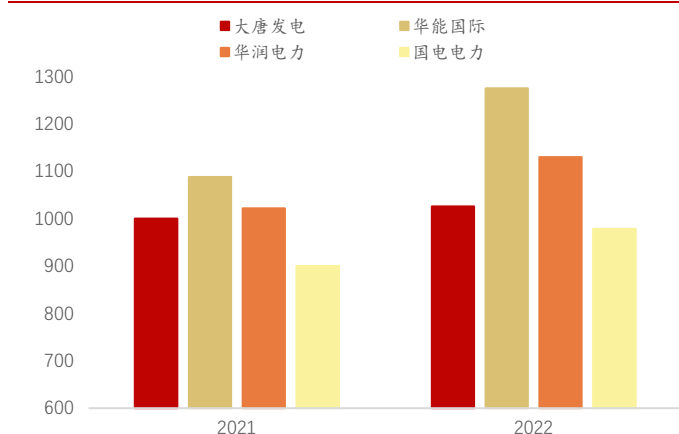
图12：2018-2022年火力发电厂供电煤耗（克/千瓦时）与发电厂用电率（%）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

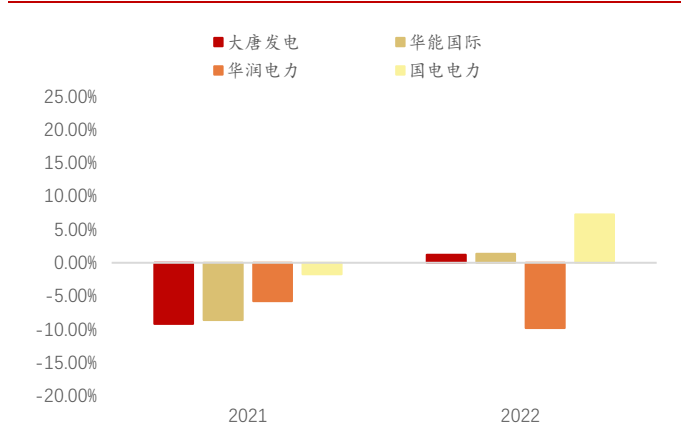
2021-2022年公司标煤采购价远低于行业头部公司，火电盈利能力强。通过母公司资源倾斜、发电机组的技术改进等工作，公司入炉标煤单价始终维持在1000元/吨以下，远低于同规模可比公司大唐发电（1026元/吨）、华能国际（1275元/吨）、华润电力（1130元/吨）、国电电力（979元/吨）。火电毛利率方面，2022年随着煤炭保供等一系列政策落地，公司火电毛利扭亏为盈，并有显著提升，毛利率达到了7.27%，领先行业平均水平。

图13：2021-2022年可比火电上市公司的入炉标煤价格(元/吨)



资料来源：公司年报、浙商证券研究所

图14：2021-2022年主要火电上市公司的火电业务毛利率

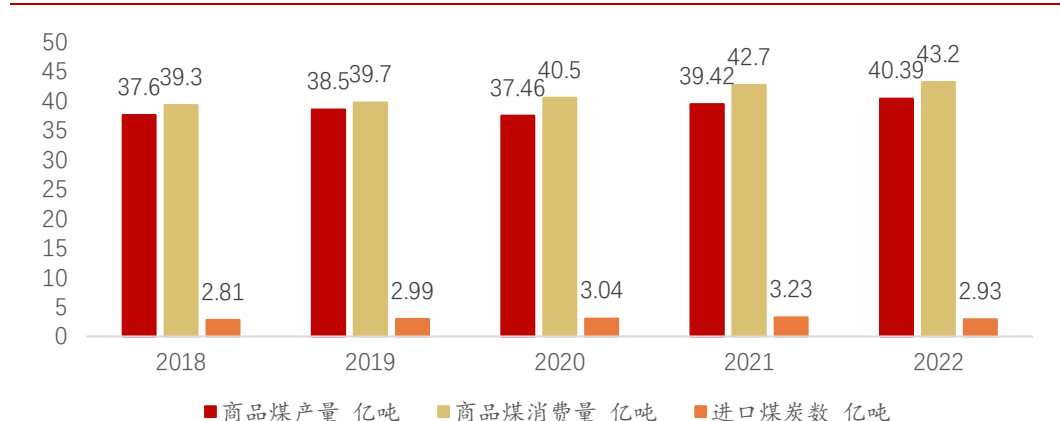


资料来源：公司年报、浙商证券研究所

2.3 煤炭价格将长期处于合理区间，公司开启盈利修复模式

政策组合拳下，煤价将长期处在一个合理区间。2022年，国家通过“增量、稳价、补长协”的保供方式使全国煤炭产量大幅度增加，全年煤炭产量同比增加约1亿吨，扭转2021年供不应求的局面，供给量超过全社会需求量约1000多万吨，煤炭价格增长势头被有效遏制。2023年上半年，秦皇岛港5500大卡动力煤现货价格跌至800元/吨以下，2023年下半年，现货煤价格出现一定程度回调。我们认为在经济弱复苏背景下，2024年上半年，基于政策管控、煤矿安全等因素，秦皇岛港5500大卡现货平均价格将维持在900-1000元/吨。2024年，若美国FED降息落地且在降息过程中出现经济明显下行，美国经济将有可能进入衰退阶段，并扰动中国出口，中国隐含能源出口量减少，同时，衰退也将使海外能源供需宽松化，国内煤炭进口量增加，进而使国内煤价进一步回调，火电业务将得到一个长时间的修复期。

图15：2018-2022年我国商品煤产量、进口量与消费量(亿吨)



资料来源：Wind、浙商证券研究所

目前，煤炭价格为公司净利润的主要变量，按照公司2022年97%的长协比例计算，假设2023年年度现货平均价格维持在900元/吨左右，年度长协价格维持在650元/吨左右，发电量和售电量维持2022年的水平，公司火电业务毛利润在2023年将达到275.4亿元，同比增长128%，远超市场一致预期。

表3: 年度煤炭长协价格和现货价格对于公司毛利润影响的敏感性分析

		年度现货平均价格 (元/吨)						
		1120	1000	950	900	850	800	750
年度长协平均价格 (元/吨)	720	120	128	131	134	137	140	144
	700	161	168	171	175	178	181	184
	650	262	269	272	275	279	282	285
	600	363	370	373	376	379	383	386
	550	463	471	474	477	480	483	487

资料来源: 浙商证券研究所测算

2.4 电价改革持续推进, 终端盈利空间扩大

电价趋于市场化改革, 售电端盈利空间进一步扩大。国家对电价进行了多次重大改革, 促使煤电价格向市场化方向转变, 其中 2021 年发布的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》将上下浮动不超过 15% 的限制扩大到了 20%, 高耗能企业不受限制; 2022 年发布《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》首次提出经营性用户全面参与市场; 2023 年 5 月发布《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》首次实现了分电压等级输配电价结构的核定, 明确单一制和两部制电价执行范围, 同时电网公司过渡到主要收取输配电价过网费。

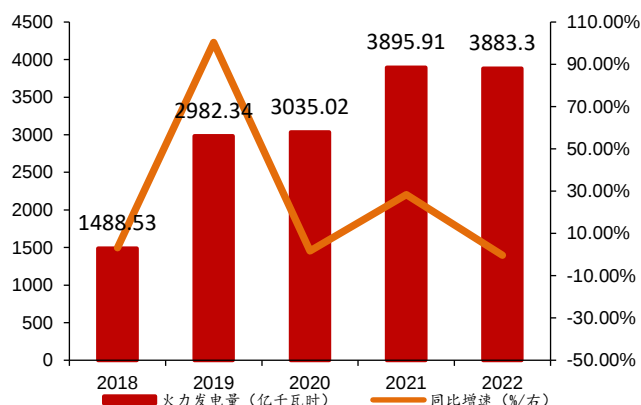
表4: 电价市场化改革相关政策

时间	政策文件	具体内容
2023 年 5 月 9 日	《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》	输配电价结构更加合理, 不同电压等级电价更好反映了供电成本差异, 简化用户分类, 明确单一制和两部制电价执行范围; 首次实现了分电压等级输配电价结构的核定, 电网公司过渡到主要收取输配电价过网费, 按照电压等级核定容量电费并首次建立了系统运行费; 开放交易多种辅助服务品种, 调频、备用、爬坡等服务。
2022 年 1 月 28 日	《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	推动电力中长期市场建设。发挥中长期市场在平衡供需、稳定市场预期的基础作用; 积极稳妥推进电力现货市场建设, 引导现货市场更好发现电力实时价格, 准确反应电能供需关系; 持续完善电力辅助服务市场, 探索用户可调节负荷参与辅助服务交易, 培育多元竞争的市场主体。推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场, 分批次推动经营性用户全面参与市场, 推动将发电、购电计划转化为政府授权的中长期合同。
2021 年 10 月 11 日	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	有序放开全部燃煤发电电量上网电价。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%, 扩大为上下浮动原则上均不超过 20%。高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。
2019 年 10 月 21 日	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》	取消煤电价格联动机制, 将现行燃煤发电标杆电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。在过渡期, 基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定, 浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%, 国家发改委根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整。
2015 年 12 月 31 日	《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》	对已经执行了十二年的煤电价格联动机制进行了调整, 明确了煤电价格联动机制以年度为周期, 由国家发展改革委统一部署启动, 以省(区、市)为单位组织实施; 同时, 明确电煤价格按照中国电煤价格指数确定, 对煤电价格实行区间联动, 分档累退联动; 以及燃煤机组标杆上网电价和销售电价的测算公式严格按照煤电价格联动机制测算确定。
2004 年 12 月 25 日	关于建立煤电价格联动机制的意见》	建立煤炭价格与电力价格的传导机制, 并提出了煤电价格联动计算方法。以电煤综合出矿价格(车板价)为基础, 实行煤电价格联动。为促进电力企业降低成本、提高效率, 电力企业要消化 30% 的煤价上涨因素。燃煤电厂上网电价调整时, 水电企业上网电价适当调整, 其他发电企业上网电价不随煤价变化调整
2004 年 4 月 16 日	《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》	对同一地区新投产的同类机组(按水电、火电、核电、风电等分类), 原则上按同一价格水平核定上网电价; 对安装脱硫环保设施的燃煤电厂, 其环保投资、运行成本按社会平均水平计入上网电价。

资料来源: 政府网站、浙商证券研究所

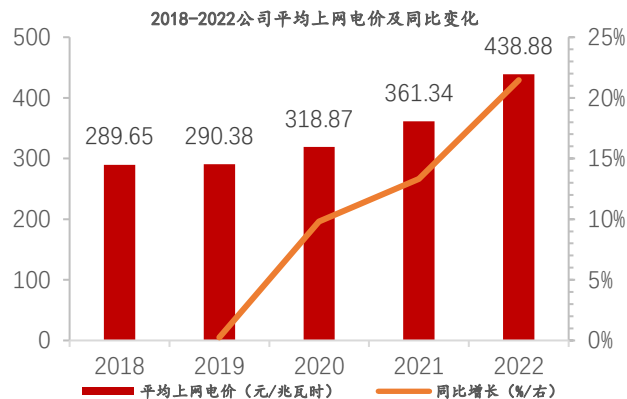
公司火力发电量趋于稳定，上网电价随着改革推进呈上升趋势。电价市场化改革政策推进使得火电企业发电意愿上升，公司火力发电量在 2021 年达到并维持高位。此外，公司上网电价近几年有大幅度的提升，2022 年达到 438.88 元/兆瓦时，同比提升 21.46%。

图16：2018-2022 公司火力发电量及同比变化（亿千瓦时）



资料来源：Wind、浙商证券研究所

图17：2018-2022 公司平均上网电价及同比变化



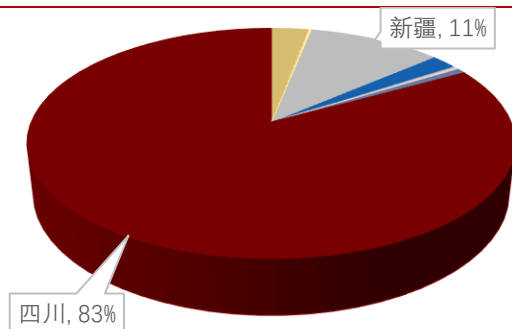
资料来源：Wind、浙商证券研究所

3 水电：弃水现象持续改善，未来将量价齐升

3.1 水电集中于四川大渡河流域，营收近几年基本保持稳定

公司水电资产主要集中于四川大渡河流域，大渡河流域电厂发电量占比超过 80%。目前，公司水电在运机组约 1495.66 万千瓦时，主要分布在辽宁、安徽、浙江、新疆、江西、福建、湖南、青海、四川。2022 年，公司四川省水力发电量为 466.2 亿千瓦时，占公司年度总发电量约 83%，主要由国能大渡河流域水电开发有限公司提供。

图18：2022 年公司各省份水电机组发电量占比（单位：%）



资料来源：公司年报、浙商证券研究所

受极端气候影响水力发电量虽有下滑，但整体影响可控，抗风险能力强。2017-2022 年年均发电量为 545 亿千瓦时，自 2020 年起发电量呈下降趋势，2021 年发电量下跌 2.27%，主要受寒潮天气、迎峰度夏、“能耗双控”政策等因素影响。同时，2022 年下跌 4.71%，主要系 2022 年四川省受持续高温干旱灾害性天气影响，部分日期全省天然来水量降幅高达 50%，大渡河瀑布沟水电站库区水位降至瀑布沟建厂以来最低的水位。然而，增速虽有下降，但整体发电量变化不大，对板块影响可控。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/598027124067006031>