

清江水电龙头稳步转型风光发电，抽水蓄能注入新动力

三峡集团旗下上市公司，股权激励彰显发展信心

公司是三峡集团重要上市平台，深耕湖北地区电力供给、煤炭贸易与热力供应多种业务。发电种类多元完备，水电、火电为主要发电来源，新能源发电快速增长。为深化国有企业改革进程，公司近期积极筹备限制性股票激励计划。激励计划覆盖公司管理层与核心技术人员等，解除限售要求为 2022-2024 年 ROE 不低于 6.8%、6.95%、7.12%；营业收入增速不低于 15%。我们认为该激励计划有助于激发管理层主观能动性，实现国有资产保值增值。

湖北省水电龙头，装机集中于清江流域

公司水电装机共 465.73 万千瓦，其中湖北省内水电装机 420.13 万千瓦，占湖北省水电总装机容量（不含三峡电站）的 27.44%。公司省内水电装机主要集中在清江流域，包括水布垭、隔河岩等大型水电站，具备一定的联合调度运行能力。2022 年年初全国降水量较往年同期偏多，1-5 月以来清江流域来水较多年平均值偏丰 87%。我们判断 2022 年大概率为来水丰年，公司今年水电利润较去年大概率有所改善。

煤电改革加速深化，长协煤有望锁定成本，火电拐点已现

2021 年受煤价飙升影响，火电企业普遍亏损严重。2021 年 10 月发改委发文深化煤电市场化改革，设定电价上浮范围从 10% 放宽至 20%，对高耗能企业不设上浮限制。在紧张的电力供需形势下，湖北等多个省份 2022 年煤电长协电价接近 20% 顶格上浮。煤炭方面，发改委 303 号文于 2022 年 5 月 1 日正式生效，火电供煤将全部用长协煤进行锁定且限制了煤价区间。我们认为深化煤电市场化改革有助于增强煤电企业对抗煤价波动的能力，公司 2022 年煤电盈利能力有望得到恢复。

电力储能需求高涨，抽水蓄能迎良机，维持“买入”评级

双碳目标指引新能源发电配套储能系统，抽水蓄能未来需求突出。公司作为湖北省内综合能源平台，现已掌握省内多个示范性抽水蓄能项目。抽蓄电价两部制改革后将打开抽水蓄能盈利天花板，同时峰谷电价差距扩大将不断增厚企业利润。我们看好短期公司火电盈利能力的修复，以及长期新能源业务高速增长和抽水蓄能业务带来的新增长动力。我们预计公司 2022 至 2024 年营收分别为 238.42 亿元、276.52 亿元、284.81 亿元，归母净利润分别为 28.19 亿元、31.69 亿元、37.58 亿元，给予公司“买入”评级。

风险提示：清江流域来水波动的风险；市场电价波动的风险；煤炭、天然气等燃料成本上涨的风险；安全生产的风险

湖北能源 (000883)

维持

买入

高兴

gaoxing@csc.com.cn

021-68821600

SAC 执证编号：S1440519060004

发布日期：2022 年 6 月 28 日

当前股价：5.17 元

目标价格 6 个月：6 元

主要数据

股票价格绝对/相对市场表现 (%)

	1 个月	3 个月	12 个月
	15.4/6.49	18.04/11.9	10.97/16.47
12 月最高/最低价 (元)			6.32/3.71
总股本 (万股)			656,975.09
流通 A 股 (万股)			650,556.05
总市值 (亿元)			339.66
流通市值 (亿元)			336.34
近 3 月日均成交量 (万股)			3,235.86
主要股东			
湖北省宏泰国有资本投资运营集团有限公司			27.04%

股价表现



相关研究报告

目录

三峡集团旗下上市平台，湖北省内综合能源龙头.....	1
立足湖北，三峡旗下综合能源发展平台.....	1
水电盈利长期稳健，绿电营收持续增长.....	3
清江流域水电龙头，今年来水值得期待	6
年初来水偏丰，利用小时数改善	6
煤价企稳电价放开，火电业绩拐点已至	9
火电仍占公司发电主体，煤价高企拖累全年业绩.....	9
加速深化煤电市场化改革，市场化电价涨跌幅进一步放开.....	10
政策限制并调节基本面，2022 煤价有望受控.....	11
双碳目标指引电力储能，抽水蓄能喜迎发展良机.....	13
抽水蓄能应用广泛、优势明显	13
湖北省资源丰富，公司项目储备已成规模.....	14
峰谷价差扩大利好抽水蓄能经济性	16
盈利预测及投资建议	18
报表预测	19
风险分析	20

图目录

图 1：公司发展历程梳理	1
图 2：湖北能源股权结构图	2
图 3：2017-2021 年公司装机容量（单位：万千瓦）	2
图 4：2021 年公司装机结构（单位：%）	2
图 5：近年公司营业收入及同比（单位：亿元，%）	3
图 6：近年公司营业收入构成相对稳定（单位：亿元）	3
图 7：公司电力和热力板块毛利率（单位：%）	4
图 8：公司发电业务毛利及毛利率拆分（单位：亿元，%）	4
图 9：公司资产负债率（单位：%）	4
图 10：公司期间费用率（单位：%）	4
图 11：公司应收账款占净资产比重有所提升（单位：亿元，%）	5
图 12：公司现金流及净现比（单位：亿元）	5
图 13：全国水电月度发电量同比（单位：%）	6
图 14：全国水电设备利用小时数（单位：小时）	6
图 16：公司水电利用小时来水情况变化（单位：小时）	7
图 17：公司水电发电量随利用小时变化（单位：亿千瓦时）	7
图 15：公司水电发电量与水布垭水库出库流量对比（单位：%）	7
图 18：公司火电利用小时震荡上升（单位：小时）	9
图 19：公司火电发电量呈上升趋势（单位：亿千瓦时）	9

图 20：2021 年公司发电量结构（单位：%）	9
图 21：2021 年火电受煤价影响亏损（单位：亿元）	9
图 22：2022 年火电市场交易电量占比（单位：%）	10
图 23：部分地区火电年度长协交易情况（单位：元/千瓦时）	10
图 24：原煤月度产量保持高位（单位：亿吨）	11
图 25：原煤累计产量及增速（单位：亿吨）	11
图 26：秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价（单位：元/吨）	12
图 27：环渤海动力煤指数 5500 大卡（单位：元/吨）	12
图 28：我国纳入规划的抽水蓄能资源情况	14
图 29：我国在建抽水蓄能分布情况	14
图 30：抽水蓄能电价机制发展过程	16

表目录

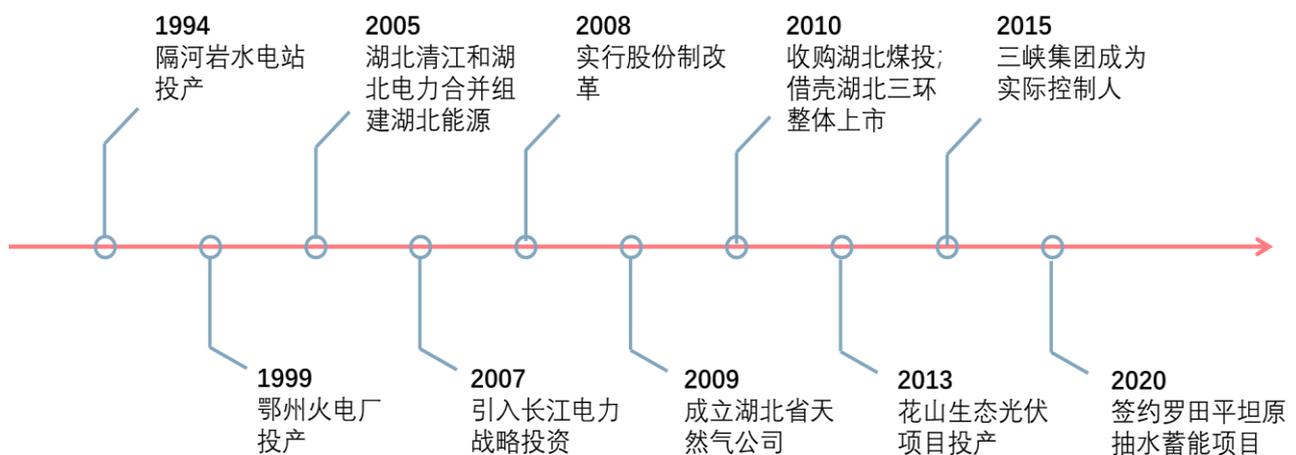
表 1：我国主要水库 2020-2022 年 1-5 月水位对比（单位：米）	8
表 2：储能技术关键政策梳理	13
表 3：各类型储能技术的特点及应用场景	13
表 4：抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目	14
表 5：抽水蓄能度电成本测算	17

三峡集团旗下上市平台，湖北省内综合能源龙头

立足湖北，三峡旗下综合能源发展平台

湖北能源成立于 1993 年 3 月，并于 2010 年借壳三环股份在深交所上市。2005 年湖北省清江水电投资公司和湖北省电力开发公司合并，更名为湖北能源。公司原为湖北省地方国资企业，主营业务包含水电、火电、新能源发电、天然气输配、煤炭贸易等板块。公司于 2007 年引入长江电力战略投资，2015 年三峡集团成为公司实际控制人，从此公司转变为三峡集团旗下上市公司之一。公司作为三峡集团综合能源发展平台，主打中小型水电与火风光综合能源均衡发展。公司发电业务立足于湖北省内，现已形成鄂西水电、鄂东火电能源格局，并且兼顾国内其他地区和国际电站的运营。

图 1：公司发展历程梳理



资料来源：公司公告，中信建投

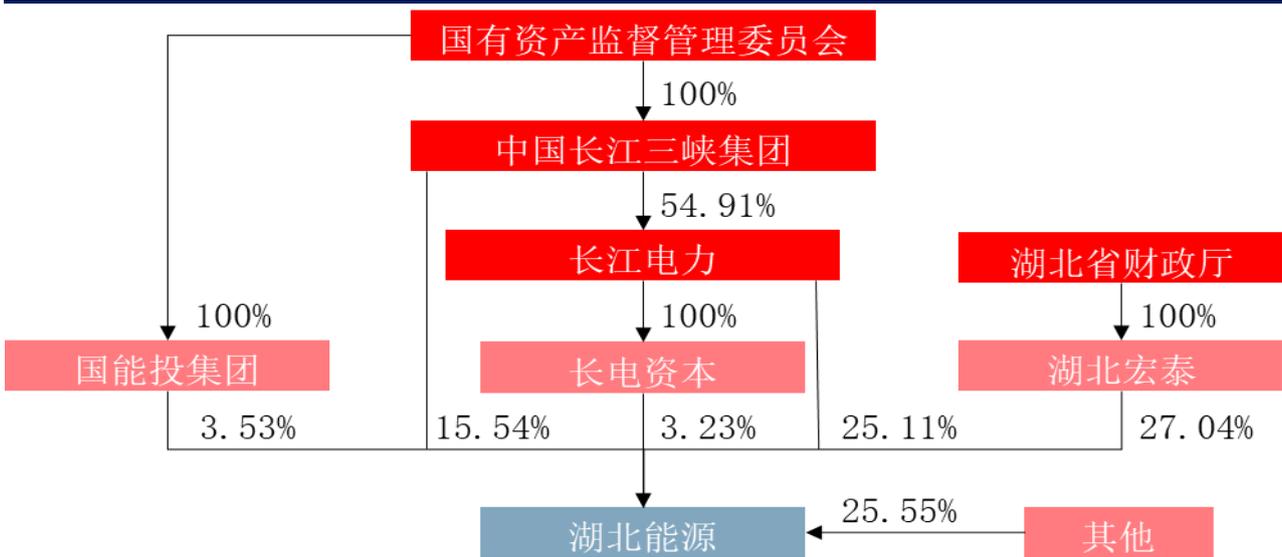
三峡集团是湖北能源控股股东，通过直接和子公司间接持股比例为 43.88%。公司实际控制人为国务院国资委，通过三峡集团、长江电力、长电资本和国家能源投资集团间接控制公司，累计持股比例约为 47.41%。公司第二大股东为湖北宏泰集团，持股比例为 27.04%，由湖北省财政厅实际控制。公司作为央企控股与地方控股二合一企业，具有获取省内资源的独特优势。

2015 年，三峡集团签署避免同业竞争承诺函，将湖北能源定位为集团区域性综合能源公司，是湖北省内核电、中小水电、新能源开发的唯一业务发展平台。三峡集团的火电、热电、煤炭、油气管输业务以及省内核电、中小水电、新能源开发均将以湖北能源为主体实施。同时，三峡集团及其他子公司在湖北地区未来不再从事装机容量在 30 万千瓦以下的中小水电开发业务。

2021 年 11 月 21 日，湖北能源发布限制性股票激励草案，拟向公司董事、高管、中层、核心骨干人员不超过 199 人授予总股本约 0.96% 的限制性股票激励计划。本激励计划的授予价格为 2.39 元/股，分三批次解除限售。限制性股票解除限售的考核标准为净资产收益率和营业收入复合增长率两个指标，三期分别要求 2022~2024 年加权净资产收益率分别不低于 6.8%、6.95%、7.12%；自 2020 年起营业收入复合增长率不低于 15%，且不低于同行业平均业绩水平。从过往业绩来看，2021 年公司加权 ROE 为 7.89%；营业收入为 226.18 亿元。如果要达

到解除限售条件,则公司未来三年 ROE 只需保持稳定,但 2022-2024 年营业收入分别需至少达到 225.13、258.90、297.73 亿元。2022 年 2 月 9 日公司审议通过了《关于确认 2021 年限制性股票激励计划首次授予相关事项的议案》,确认向 196 名首次授予激励对象 6230.14 万股限制性股票激励。整体来看限制性股票激励方案对股东权益有较好的保护,也有助于激发管理层主观能动性,实现国有资产的保值增值。

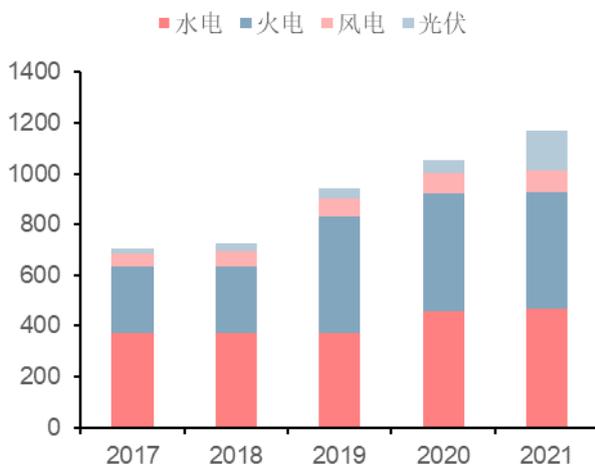
图 2: 湖北能源股权结构图



资料来源: 公司公告, 中信建投

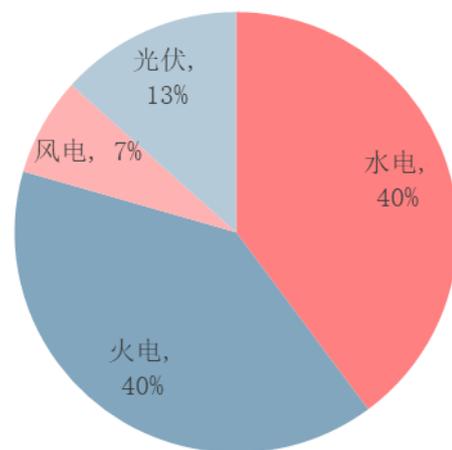
公司主营业务包括发电、天然气输配、煤炭贸易和金融投资等领域,其中发电业务是公司的核心业务。在稳健发展水电、火电的基础上,公司近年来优化战略布局,推进结构调整,加快绿色低碳转型发展。截至 2021 年底,公司控股装机容量 1168.86 万千瓦,其中水电 465.73 万千瓦,火电 463.00 万千瓦,风电 84.23 万千瓦,光伏 155.90 万千瓦,清洁能源装机容量为 705.86 万千瓦,占可控装机规模的 60.39%。

图 3: 2017-2021 年公司装机容量 (单位: 万千瓦)



资料来源: 公司公告, 中信建投

图 4: 2021 年公司装机结构 (单位: %)



资料来源: 公司公告, 中信建投

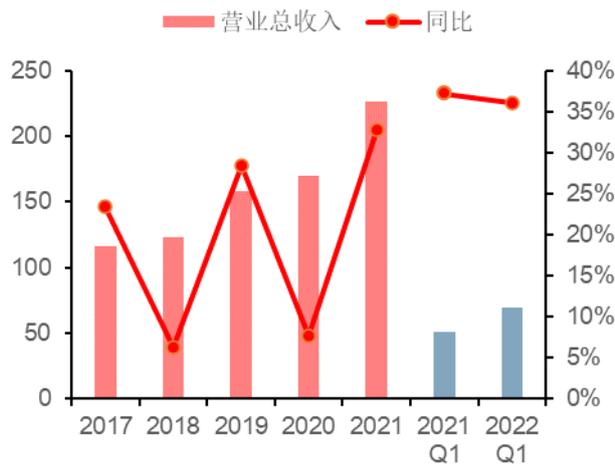
天然气业务方面，公司在湖北省内已建成投运高压管网 675 公里，中低压管网 229 公里，覆盖湖北全省 12 个市、州。煤炭方面，公司投产荆州煤炭铁水联运储配基地一期工程，煤炭中转能力达 2000 万吨/年，2021 年转运煤炭 595.5 万吨。2020 年，公司与罗田县政府签约罗田平坦原抽水蓄能项目，开始大力布局抽水蓄能业务。

水电盈利长期稳健，绿电营收持续增长

电力业务是公司的核心业务，受益于装机容量持续增长，近年来公司营业收入稳步提升。2021 年公司实现营收 226.18 亿元，同比增加 32.87%；2022 年一季度公司实现营收 69.36 亿元，同比增加 36.13%。2021 年火电、水电、新能源、天然气输配和煤炭贸易分别实现营收 74.74、46.53、15.07、19.94 和 63.75 亿元，分别占比 33%、21%、7%、9%和 28%。

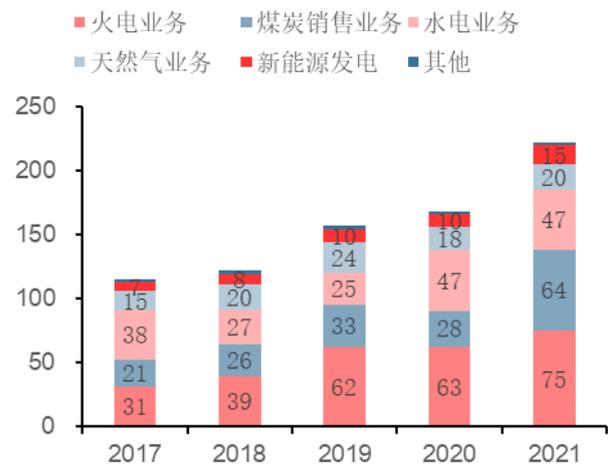
水力发电为公司主要的利润来源，截至 2021 年底公司水电装机容量为 465.73 万千瓦。2018-2019 年清江流域来水为历史最枯，导致公司水电发电量减少，拉低水电当期业绩。不考虑 2018、2019 来水极端情况，水电业务营收中枢在 40 亿元左右，毛利中枢 20 亿元，约占总毛利的 60%。新能源发电为公司新的营收增长点，2017 年公司新能源发电营收仅 6.83 亿元，2021 年已增长至 15.07 亿元，年复合增长率达 21.88%。

图 5：近年公司营业收入及同比（单位：亿元，%）



资料来源：公司公告，中信建投

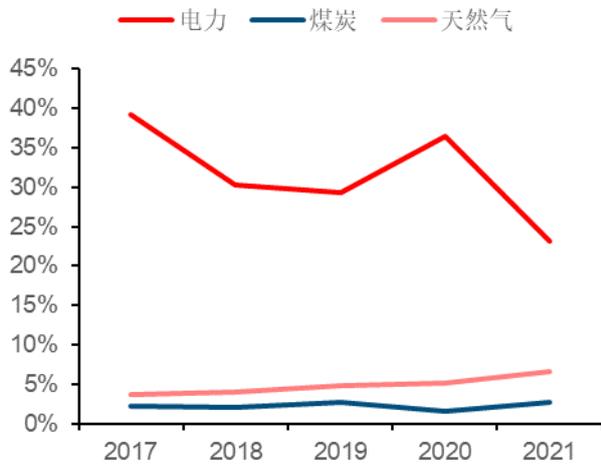
图 6：近年公司营业收入构成相对稳定（单位：亿元）



资料来源：公司公告，中信建投

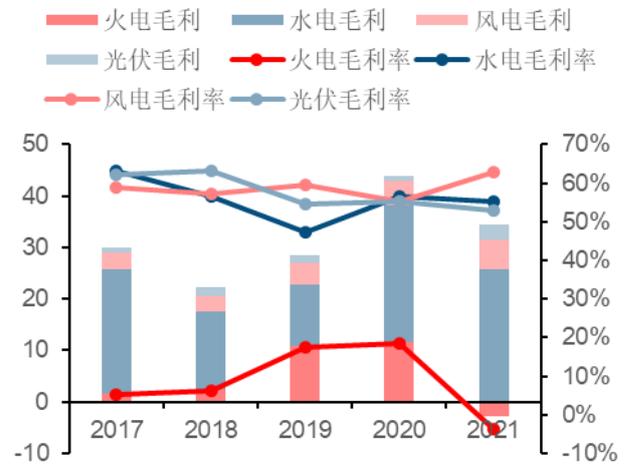
毛利方面，水电业务贡献公司绝大部分毛利，其次为新能源发电板块，受 2021 年煤炭价格猛涨影响，公司 2021 年火电板块毛利为负。2021 年，公司水电、火电、风电、光伏分别实现毛利 25.64 亿元、-2.85 亿元、5.79 亿元、3.1 亿元。毛利率方面，2019-2021 年电力板块毛利率分别为 29.26%、36.51%和 23.22%，2021 年主要受煤炭价格高企导致火电亏损影响毛利率综合水平。分电力类型来看，水电作为公司利润支柱盈利能力十分稳健，2019-2021 年公司水电业务毛利率分别为 47.25%、56.41%、55.10%。风电及光伏发电业务保持较好的盈利能力，2021 年，公司风电业务毛利率为 62.79%，光伏发电业务毛利率 52.83%；2020 年新能源发电毛利率为 55.17%。2019~2021 年公司火电毛利率分别为 17.48%、18.40%、-3.82%。

图 7：公司电力和热力板块毛利率（单位：%）



资料来源：公司公告，中信建投

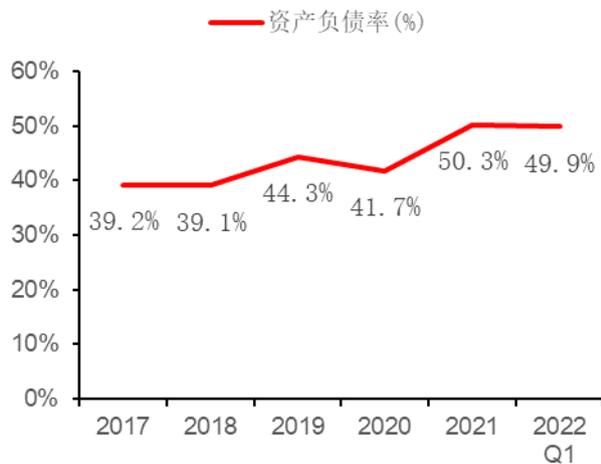
图 8：公司发电业务毛利及毛利率拆分（单位：亿元，%）



资料来源：公司公告，中信建投

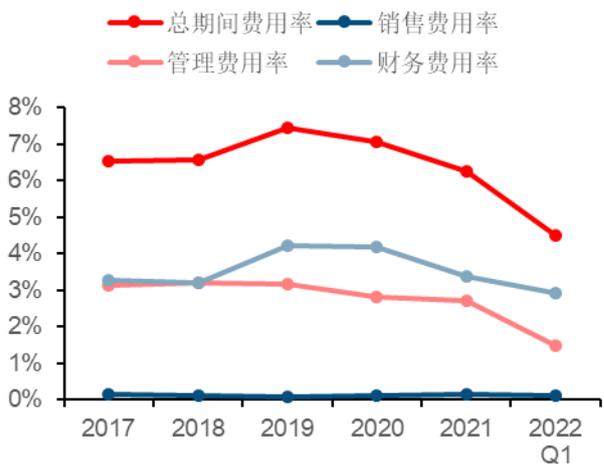
公司 2021 年资产负债率略有增加至 50.3%，2022Q1 资产负债率为 49.9%，主要系公司新融入长期借款及收购新能源项目并入长期借款增加所致。从期间费用率上来看，公司期间费用率近年来持续优化，2021 年期间费用率 6.26%，2022 年一季度期间费用率为 4.51%。其中，2021 年公司财务费用率为 3.39%，财务费用率在总费用率占比较高，主要系利息费用增加，但受益于营收增长公司财务费率下降。其次为管理费用，管理费用率近年来较为稳定，维持在 3% 左右，2021 年公司管理费用率为 2.72%，2022 年一季度公司管理费用率为 1.49%。

图 9：公司资产负债率（单位：%）



资料来源：公司公告，中信建投

图 10：公司期间费用率（单位：%）

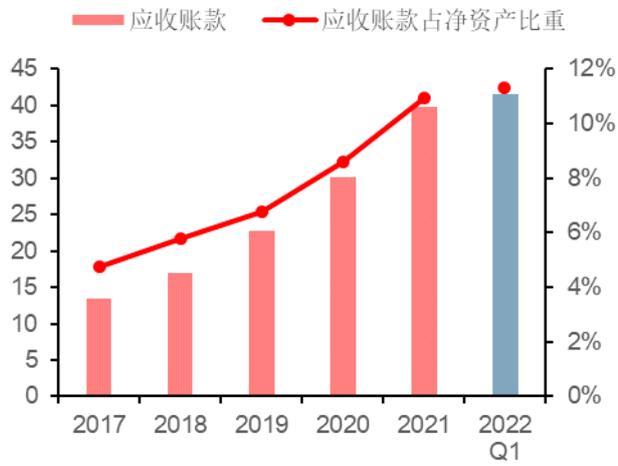


资料来源：公司公告，中信建投

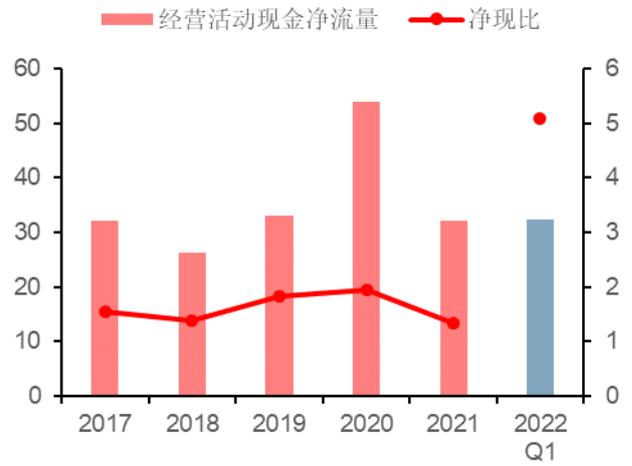
近年来公司应收账款规模增长较快，占净资产的比重呈现上升趋势，主要系可再生能源补贴拖欠和年末电费尚未回收所致。截止 2022 年一季度，公司应收账款为 41.61 亿元，占净资产比重 11.29%。从公司现金流情况来看，2018-2020 年公司经营性现金流净额增长较快，2021 年受煤价影响经营性现金净额仅为 32 亿元。净现比近年来比较稳定，但 2022Q1 煤价缓和、电价上浮空间释放使得经营性现金流同比增长 88%，净现比也因此增加。

图 11: 公司应收账款占净资产比重有所提升(单位: 亿元, %)

图 12: 公司现金流及净现比 (单位: 亿元)



资料来源: 公司公告, 中信建投



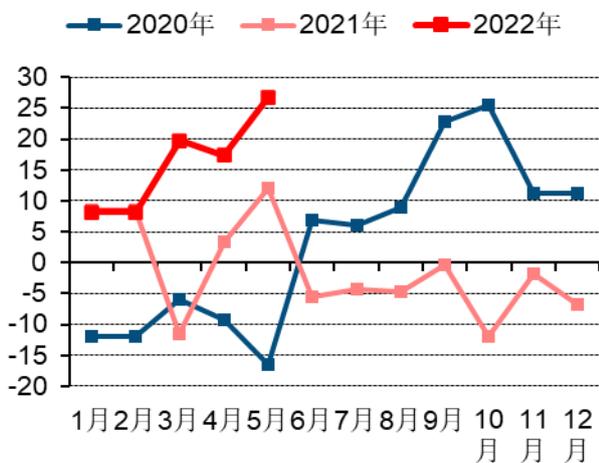
资料来源: 公司公告, 中信建投

清江流域水电龙头，今年来水值得期待

年初来水偏丰，利用小时数改善

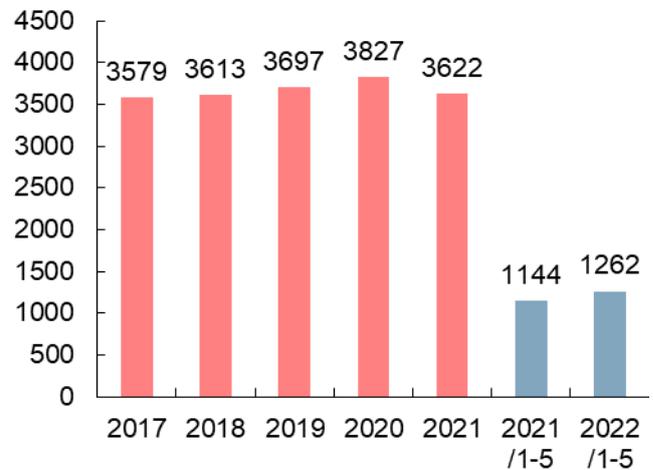
21年以来火电受到煤价高位影响，出力不及预期，为保障枯水期电力供应，国家严格控制水电站水位，同时叠加去年汛期上游来水偏枯因素，整体水电表现疲软，21年后半年我国水电发电量同比增长始终处于低位，但2022年年初全国降水量较往年同期偏多。2022年1-5月我国水电累计实现发电量4340亿千瓦时，其中5月份单月水电实现发电量1217亿千瓦时，同比增长26.70%。从利用小时来看，2022年1-5月我国水电累计平均利用小时为1262小时，同比增加118个小时，主要系今年年初来水较好所致。

图 13：全国水电月度发电量同比（单位：%）



资料来源：国家统计局，中信建投

图 14：全国水电设备利用小时数（单位：小时）

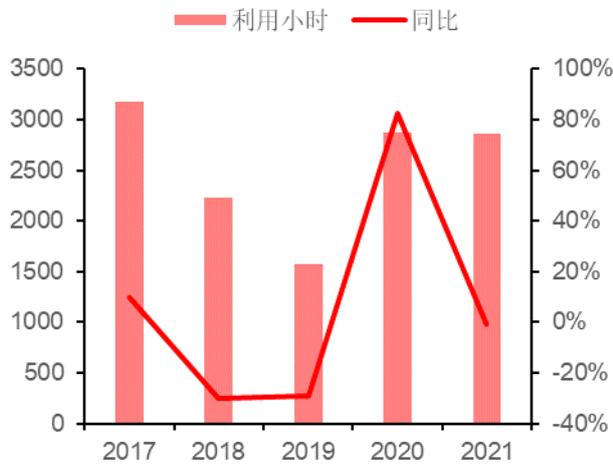


资料来源：Wind，中信建投

公司水电装机465.73万千瓦，其中湖北省内水电装机420.13万千瓦，占湖北省水电总装机容量（不含三峡电站）的27.44%。公司湖北省内水电装机主要集中在清江流域，管理包括水布垭、隔河岩、高坝洲三级电站。公司通过全面推进清江流域梯级电站优化调度，开展清江与三峡、葛洲坝电站五库联调，水库安全生产和精益管理能力不断提升。

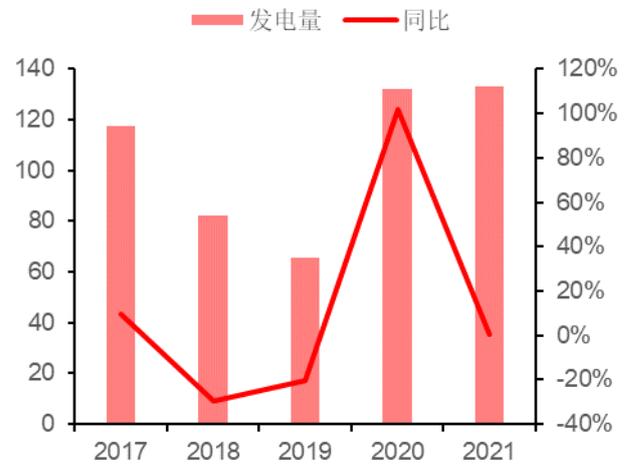
从历史情况来看，公司水电年利用小时数深度依赖于清江流域来水情况，水电发电量与利用小时保持同向变化。2018-2019年清江来水历史最枯使得两年利用小时和发电量均同比下降30%，2020年来水恢复正常。2021年清江汛期来水偏少，但公司通过加强各水库精确调度、精益运行和精心维护，合理安排蓄水与消落，提高水能利用效率，成功控制发电量回落幅度在可接受范围内。全年利用小时2587小时，发电133.04亿千瓦时。

图 15: 公司水电利用小时来水情况变化 (单位: 小时)



资料来源: 公司公告, 中信建投

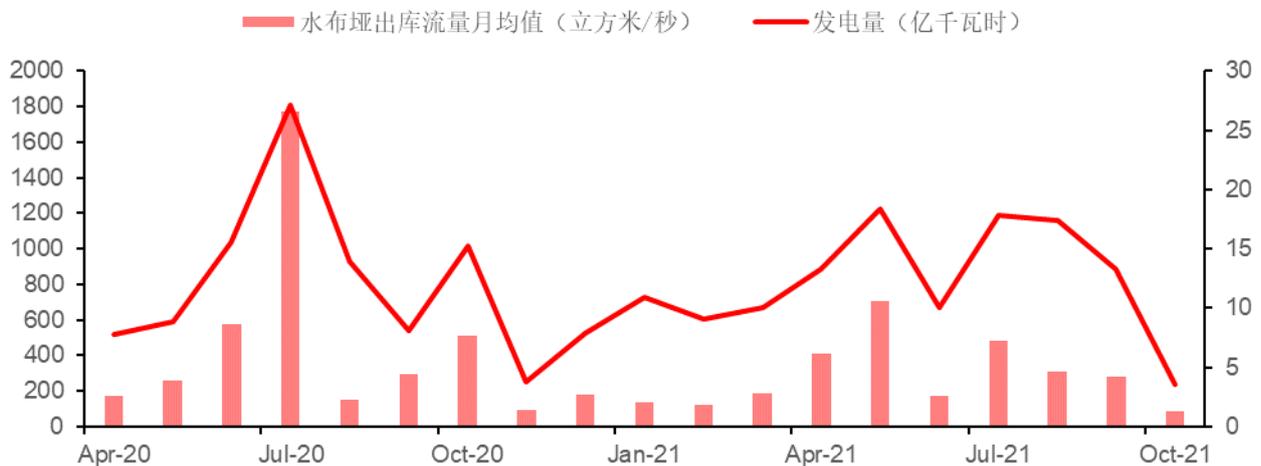
图 16: 公司水电发电量随利用小时变化 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: 公司公告, 中信建投

水电发电量主要与来水情况有关, 来水情况则与出库流量成正相关关系。以公司最大水电站水布垭为例, 水布垭水电站坝址位于清江中游的巴东县水布垭镇, 上距恩施 117 km, 下距隔河岩 92km, 是清江梯级开发的龙头枢纽。水布垭正常蓄水位 400m, 装机容量 184 万千瓦, 占公司水电总装机规模 39.5%。水布垭月均出库流量与公司发电量呈现出强正相关关系, 每年汛期水布垭出库流量较高时, 公司发电量亦随之增长。

图 17: 公司水电发电量与水布垭水库出库流量对比 (单位: %)



资料来源: 公司公告, wind, 中信建投

水电站水库水位则在一定程度上代表电站的发电潜力。根据水利部和长江三峡集团公布的主要水库流量数据显示, 我国主要水库 2022 年 1-5 月大部分水位较去年有所提升, 并且清江流域来水较多年平均值偏丰 87%。由于湖北省以亚热带季风性气候为主, 每年降雨量主要集中在夏季, 随着汛期将近, 清江流域降水与来水有望进一步增加, 水电发电量有望实现丰收。

表 1：我国主要水库 2020-2022 年 1-5 月水位对比（单位：米）

		2020	2021	2022			2020	2021	2022
水布垭	1 月	378.81	388.34	389.19	隔河岩	1 月	193.26	189.46	
	2 月	379.41	383.74	383.98		2 月	195.61	188.56	191.18
	3 月	380.65	376.63	379.34		3 月	194.41	186.61	193.98
	4 月	375.78	381.43	379.45		4 月	192.29	187.82	195.00
	5 月	376.74	384.17	381.63		5 月	190.57	191.19	189.29
三峡	1 月	171.39	173.45	170.84	溪洛渡	1 月	590.93	587.56	608.93
	2 月	167.79	170.22	170.16		2 月	594.67	589.69	595.26
	3 月	166.02	167.63	169.46		3 月	580.30		586.47
	4 月	161.77	165.34	165.86		4 月	570.37		576.86
	5 月	153.63	160.52	166.43		5 月	564.20		578.06
龙滩	1 月	351.13	352.31	354.98	锦屏	1 月	1874.68	1868.32	1871.35
	2 月	343.90	348.34	356.77		2 月	1863.04	1854.23	1861.53
	3 月	344.73	346.43	352.34		3 月	1850.17	1840.24	1842.86
	4 月	336.41	339.34	345.75		4 月	1837.61	1831.64	1824.50
	5 月	330.95	335.23	340.49		5 月	1793.38	1806.79	1807.88

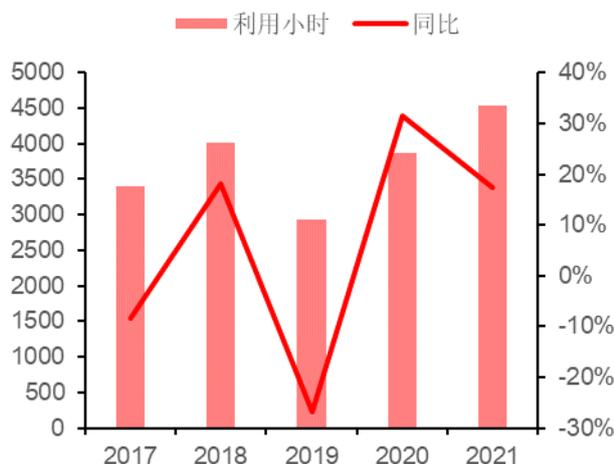
资料来源：水利部，wind，中信建投

煤价企稳电价放开，火电业绩拐点已至

火电仍占公司发电主体，煤价高企拖累全年业绩

公司电力板块中火电装机与水电装机相当，火电板块是公司业务的重要组成部分。截至 2021 年底公司火电装机 463 万千瓦，在湖北省内装机 433 万千瓦，占湖北省火电总装机容量的 12.84%。近年来为响应国家能源结构转型，公司新能源装机快速增长，但并未因此停止火电建设。目前公司正在建设的火电项目有襄阳宜城 2×1000MW 火电项目和辽宁营口燃机热电联产项目，其中襄阳火电项目于 2020 年 11 月经省发改委核准，目前项目正在逐步推进建设，预计 2023 年-2024 年投产；营口热电联产项目属天然气发电供热项目，因涉及碳排放指标尚未获得项目核准。公司火电机组发电量在 2019 年因新机组的投产使用快速增长 70% 达 179.36 亿千瓦时，2020 年受疫情影响湖北用电需求大幅降低致发电量持平。2021 年经济反弹用电需求激增，全年火电利用小时 4537 小时，发电量为 210.08 亿千瓦时，同比上升 17.45%。

图 18：公司火电利用小时震荡上升（单位：小时）



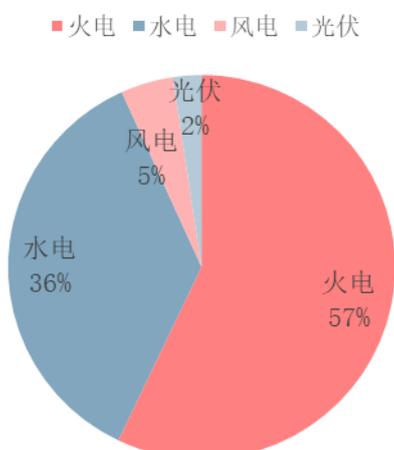
资料来源：公司公告，中信建投

图 19：公司火电发电量呈上升趋势（单位：亿千瓦时）



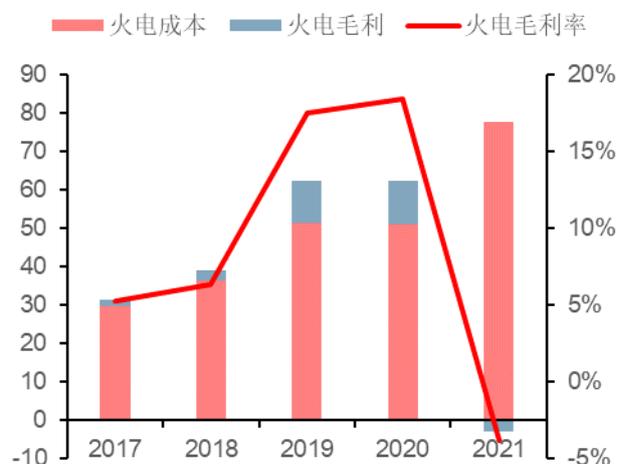
资料来源：公司公告，中信建投

图 20：2021 年公司发电量结构（单位：%）



资料来源：公司公告，中信建投

图 21：2021 年火电受煤价影响亏损（单位：亿元）



资料来源：公司公告，中信建投

从发电量结构来看，火电发电量多于水电发电量，占公司发电量的一半以上。2021 年火电发电量占总发电量的 57%，水电、风电和光伏分别占 36%、5% 和 2%。2018-2019 清江流域来水偏少时公司依靠火电出力平滑了公司业绩的波动，整体来看火电突破水电出力的周期性限制，保障地区电力稳定供应，为公司业绩起补充作用。

2020 年受疫情影响公司火电营收小幅下降，但毛利率升至 18.4%，同比提升 0.9 个百分点。2021 年由于煤炭价格剧烈波动，煤价一度突破历史高位，公司全年燃料成本同比增加约 26 亿元，导致公司 2021 年火电业务净利润为亏损 5.31 亿元，同比减少 8.63 亿元。

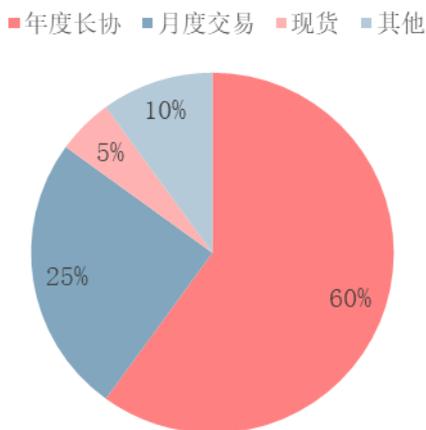
加速深化煤电市场化改革，市场化电价涨跌幅进一步放开

近年来公司上网电量持续增长，2021 年增长至 351.78 亿千瓦时，同比上升 11.36%；公司市场交易结算电量 186.07 亿千瓦时，同比上升约 44%，占公司所属境内电站上网电量的 56.21%。2021 年公司火电板块不含税电价为 0.34 元/千瓦时，处于近年来较低水平。随着电力市场改革的持续深化，2021 年 10 月发改委推动全部煤电机组及煤电发电能量进入市场化交易，预计今年公司煤电机组所发电量将全部进入市场化交易，公司市场化交易电量占比将大幅提升，增强公司火电业绩弹性。

在当前的电价市场交易过程中，电力交易品种主要包括年度长协、月度长协、现货、电网代购电等。年度长协是火电交易的压舱石，约占全部交易量的 60%；月度长协能够反映中观尺度电力供需情况，交易占比 25% 左右；现货交易占比约 5%；其他交易品种如电网代购电、挂牌交易等约占 10%。

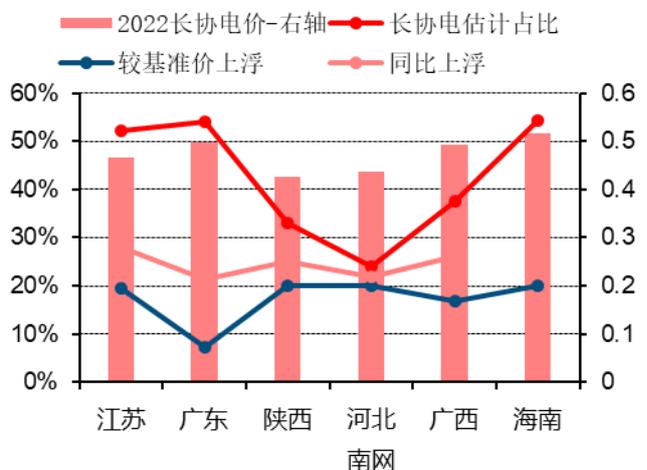
煤电电价方面，2021 年 10 月 12 日发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，要求在保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定的前提下，将市场交易电价上下浮动范围调整为原则上均不超过 20%；对高耗能行业可由市场交易形成价格，不受上浮 20% 的限制。政策发布后，各地电力市场对此做出积极回应。以江苏为例，江苏省 2022 年火电长协电价为 0.467 元/千瓦时，同比提升 27.97%，较基准电价上浮 19.36%，接近 20% 顶格上浮。此外，据各省电力交易中心公开披露数据显示，广东、陕西、河北南网、广西、海南火电年度长协电价均实现接近 20% 上涨。整体来看，在 2021 年火电巨亏和 2022 年煤炭价格居高不下的背景下，2022 年火电长协电价完成从折价到顶格上涨转变，显著提升火电企业对抗燃料成本波动风险能力。

图 22：2022 年火电市场交易电量占比（单位：%）



资料来源：国家统计局，中信建投

图 23：部分地区火电年度长协交易情况（单位：元/千瓦时）



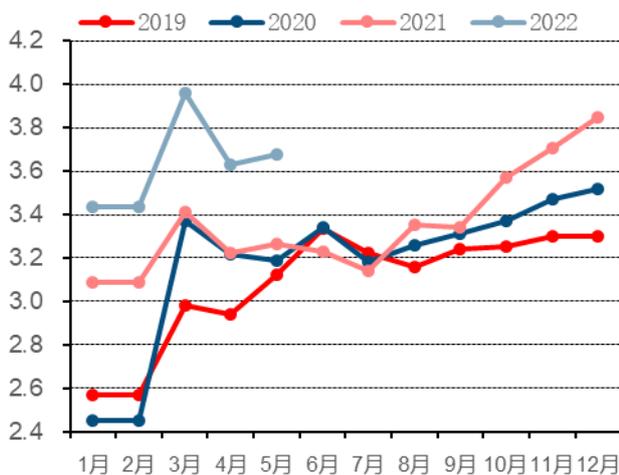
资料来源：中国电力企业联合会，中信建投

2022 年一季度，湖北能源煤电上网电价较湖北省标杆电价上浮了 20%，火电业务仅亏损 0.58 亿元。而 2021 年全年火电净利润亏损 5.3 亿元，其中火电亏损主要发生在 2021 年四季度，相比之下火电已有明显改善。我们判断 2022 年公司火电综合电价加权同比上浮 15% 以上为大概率事件，在火电全部电量推入市场化交易的背景下，公司全年火电业绩预计将有明显好转。

政策限制并调节基本面，2022 煤价有望受控

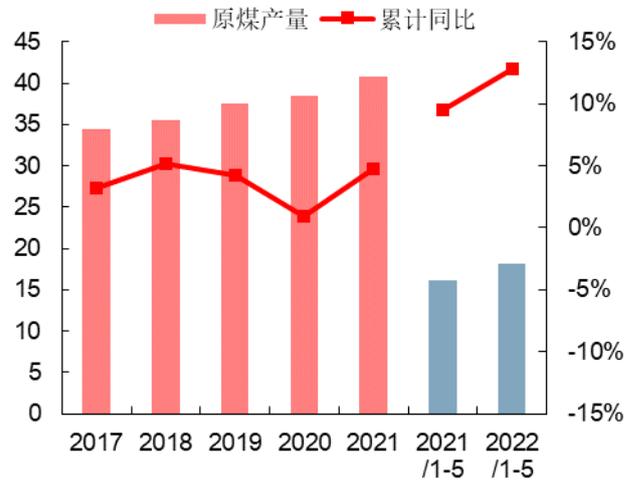
为压降火电燃料成本，确保国内能源安全及电力保供，今年国内先进煤炭产能得到有序释放。2022 年以来我国原煤各月产量均大幅超过往年同期。尽管前五年我国原煤产量仍稳步增长，但一直维持较低增速。2022 年 1-5 月，原煤总产量已达 18.13 亿吨，同比增长 12.8%，全年增速有望到达 10%。我们预计 2022 年全年原煤产量将持续保持较高水平，原煤产量的快速增长有望逐步缓解煤炭供需缺口，促成煤炭价格有序回落且显著改善公司火电业绩。

图 24：原煤月度产量保持高位（单位：亿吨）



资料来源：国家统计局，中信建投

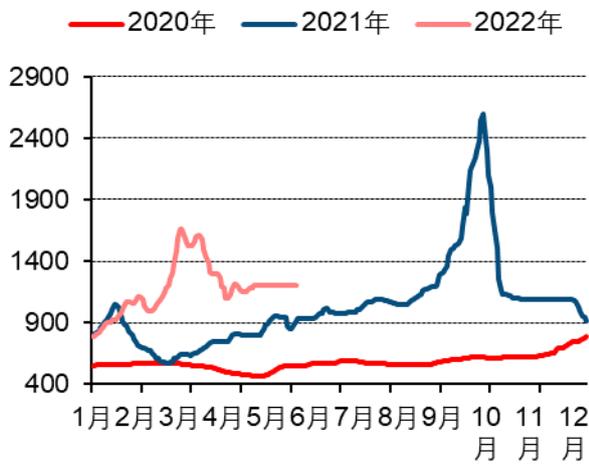
图 25：原煤累计产量及增速（单位：亿吨）



资料来源：国家统计局，中信建投

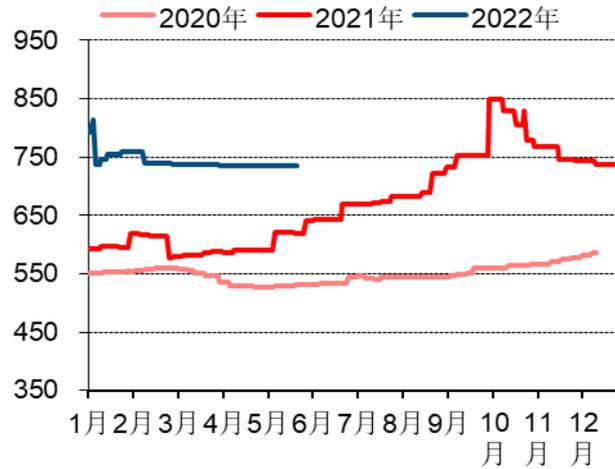
2022 年 2 月 24 日，发改委印发《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》。《通知》明确要引导煤炭价格在合理区间运行，秦皇岛港下水煤 5500 大卡的中长期交易价格合理区间为 570~770 元/吨，较此前征求意见稿范围 550~850 元/吨有所下降，同时也对晋陕蒙三省区出矿环节中长期交易价格合理区间进行了明确。

图 26: 秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价 (单位: 元/吨)



资料来源: wind, 中信建投

图 27: 环渤海动力煤指数 5500 大卡 (单位: 元/吨)



资料来源: wind, 中信建投

2022 年 5 月 1 日, 长协煤政策正式实施, 对于火电长协煤量、价均做出明确规定。我们预期政策明确后, 在煤炭持续保供和长协煤履约率有序提升背景下, 火电燃料成本有望环比降低。虽然 2022 年煤炭基准价格有所上调, 但火电电价上涨能够较好地对冲这部分煤炭成本增量, 预计 2022 年公司火电业务盈利能力将显著恢复, 同时在电力市场化机制不断深化背景下公司火电业务稳定性有望得到增强。

双碳目标指引电力储能，抽水蓄能喜迎发展良机

抽水蓄能应用广泛、优势明显

2014 年国务院出台的《能源发展战略行动计划(2014—2020)》中，首次提出要将储能作为重点创新领域发展，此后我国了发布一系列政策，加速储能技术进步和产业升级，从而推进多能源品种协同发展，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。2017 年五部委联合印发《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，从技术创新、应用示范、市场发展、行业管理等方面对我国储能产业发展进行了明确部署。

表 2：储能技术关键政策梳理

时间	部门	政策	意义
2014 年	国务院	《能源发展战略行动计划(2014—2020)》	首次将储能列入 9 个重点创新领域
2016 年	国家能源局	《国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》	首次将储能和电力市场改革结合起来
2017 年	国家发改委、国家能源局等五部门	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》	首个大规模储能技术及应用发展的指导性政策
2019 年	国家发改委办公厅、科技部办公厅、工信部办公厅、能源局综合司	《贯彻落实〈关于促进储能技术与产业发展的指导意见〉2019—2020 年行动计划》	为储能发展进一步指明了方向

资料来源：《十四五储能典型政策解析》，中信建投

2020 年 9 月，习近平主席代表中国在联合国大会上向世界宣布了“2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和”的目标。根据“双碳目标”的指引，我国在建设以风、光为代表的新能源发电系统的同时需要建设大量的新能源储能系统。其中，抽水蓄能是目前应用最广泛的储能系统。其在用电低峰期时，可逆式水泵水轮机作为水泵，利用低价值电能将水从下水库抽至上水库，作为水的势能储存；用电高峰期时则将可逆式水泵水轮机作为水轮机，在上水库开闸放水，将水的势能转换为高价值电能。

表 3：各类型储能技术的特点及应用场景

储能类型	技术形式	能量密度	可利用容量	储能时间	应用场景
物理储能	抽水蓄能	落差 360m 时为 1kWh/m ³	几百万千瓦时到几千万 千瓦时	几小时	调峰、调频、系统备用
	地下压缩空气	地下存储压力 10 ⁷ Pa 时为 12kWh/m ³	几百兆瓦时至几千兆瓦 时	几小时	负荷调节
电磁储能	飞轮储能	1-5Wh/kg	几千瓦时至几十千瓦时	几分钟到 1 天	调频、电能质量调节
	超级电容器储能	10~60Wh/kg	几千瓦时	几秒到几分钟	提高电能质量、改善系统性能
电化学储能	超导储能	1~5Wh/kg	几千瓦时	几秒到 1 分钟	系统性能
	电化学电池	20~120Wh/kg	几千瓦时至几十兆瓦时	几十分钟到几十小时	调频、黑启动、电能质量调节、系统备用
热能存储	熔融盐储热	100~200kJ/kg	几十兆瓦时	几小时	太阳能发电并网运行

资料来源：《储能技术发展战略性问题与政策研究》，中信建投

抽水蓄能由于可以做到持续 4-6 小时的放电，因而成为了电网调峰的主要手段。目前抽水蓄能技术成熟，较电化学储能在成本方面具备明显优势。同时，抽水蓄能的寿命较电化学储能也具有巨大的优势。

短期内，我国储能技术仍将保持抽水蓄能技术为主。据《2019 中国储能产业现状分析与展望蓝皮书》显示，截至 2019 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 32.4GW，占全球市场总规模的 17.6%，同比增长 3.6%。其中，抽水蓄能累计装机规模达到 30.3GW，占比为 93.4%。抽水蓄能相对其他储能方式成本较低、技术相对成熟，短期看来，其在储能应用中的主导地位不会被动摇。

湖北省资源丰富，公司项目储备已成规模

综合来看抽水蓄能项目资源并不充裕。一方面抽水蓄能对地理环境要求较高，只有在地势差较大且有河流的区域建设；另一方面抽水蓄能行业壁垒高，监管审批从严且投资数额较大。截至 2021 年，我国已投产抽水蓄能电站总规模 3639 万千瓦，主要分布在华东、华北、华中和广东；在建抽水蓄能电站总规模约 5513 万千瓦，约 60% 分布在华东和华北。

图 28：我国纳入规划的抽水蓄能资源情况



资料来源：抽水蓄能行业分会，中信建投

图 29：我国在建抽水蓄能分布情况



资料来源：抽水蓄能行业分会，中信建投

2021 年 9 月国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》，到 2025 年，我国抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番，达到 6200 万千瓦以上；到 2030 年，抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番，达到 1.2 亿千瓦左右。“十四五”期间将开工 1.8 亿千瓦，“十五五”期间开工 8000 万千瓦，“十六五”期间开工 4000 万千瓦。整体来看，国家全力支持抽水蓄能的发展，且“十四五”期间正是抽水蓄能项目的建设高峰。

表 4：抽水蓄能规划“十四五”重点实施项目

地区	省份	项目（拟装机容量，单位：万千瓦）
东北	辽宁	大雅河(160)、太子河(180)、玉石(100)、阜新(120)、西露天(60)、清原二期(120)、朝阳(120)、兴城(120)
	吉林	通化(80)、卧龙湖(160)、前河(120)、大沙河(180)、大沟河(120)、塔拉河(120)、景山屯(140)
	黑龙江	尚志(120)、依兰煤矿(150)、海浪河(120)、亚布力(100)、建堂(180)、永和(120)、五星站(160)
华北	河北	滦平(120)、邢台(120)、徐水(60)、阜平(120)、隆化一期(140)、灵寿(140)
	山西	河津(120)、蒲县(120)、孟县上社(140)、沁源县李家庄(90)、沁水(120)、代县黄草院(140)、长子(60)、绛县(120)、垣曲二期(100)、西龙池二期(140)
	内蒙	乌海(120)
	山东	庄里(100)、船厂(100)、朱崖(120)、街头(100)、华皮岭(100)
华东	江苏	石碭山铜矿(100)
	浙江	泰顺(120)、天台(170)、建德(240)、桐庐(120)、永嘉(120)、文成(120)、山川(140)、浦江(120)、柯城(120)、蛟垄(120)、江

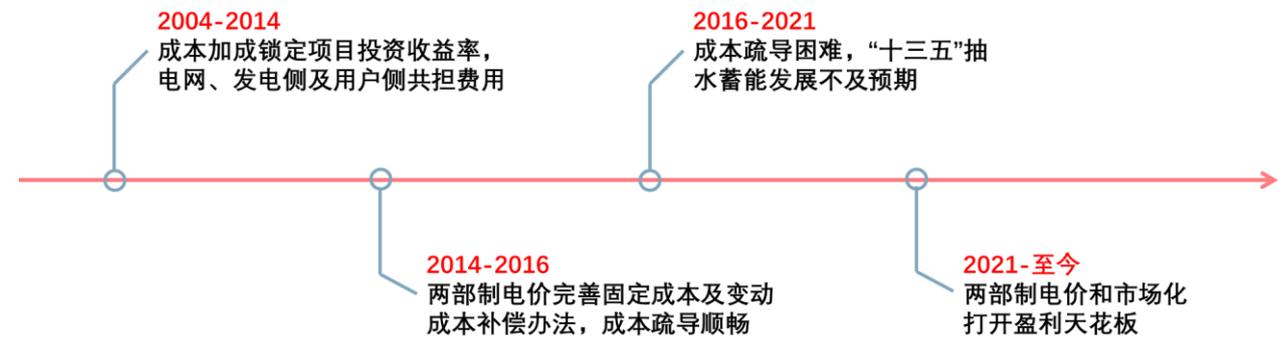
		山(120)、三门(120)、龙泉(120)、青田(120)、庆元(120)、遂昌(120)、松阳(120)、景宁(120)
安徽		宁国(120)、岳西(120)、石台(120)、霍山(120)、天光(120)、西形冲(100)、龙潭(120)、里庄(120)、家朋(140)
江西		洪屏二期(180)、赣县(120)、铅山(120)、遂川(120)、永新(120)、寻乌(120)
河南		鲁山(120)、龙潭沟(180)、九峰山(210)、后寺河(120)、窄口(120)、弓上(120)、逢石河(150)
华中	湖北	大幕山(120)、平坦原(140)、紫云山(140)、宝华寺(120)、清江(120)、太平(240)、张家坪(180)、江西观(120)、黄龙滩(50)
	湖南	安化(240)、玉池(120)、广寒坪(180)、泗洲山(120)、木旺溪(120)、天子山(12)、金紫仙(120)、大王庙(120)、罗萍江(120)、山米冲(120)、湾水源(120)、风洞口(120)
华南	广东	岑田(120)、三江口(140)、梅州二期(120)、阳江二期(120)、浪江(120)、中洞(120)、水源山(120)、电白(120)
	广西	南宁(120)、钦州(120)、灌阳(120)、防城港(120)、桂林(120)、玉林(120)、来宾(120)、百色(120)、贵港(120)、武鸣(120)、融水(120)
	贵州	贵阳(石厂坝)(120)、黔南(黄丝)(150)、构思(180)、乐坪(150)、母奈(120)、新仁(100)、光马(80)、岑广村(120)、新水(120)、思渠(100)、坪上(120)、野龙拢(120)
	陕西	富平(140)、车辐峪(120)、佛坪(160)、金水河(160)、勉县(140)、沙河(140)、曹坪(80)
	甘肃	昌马(120)、张掖(120)、黄羊(160)、东乡(120)、黄龙(180)、永昌(120)、皇城(140)、阿克塞(80)、平川(100)、康乐(100)、积石山(60)
西北	青海	哇让(240)、南山口(240)、龙羊峡储能(一期)(100)、同德(240)、玛沁(40)、大柴旦(140)、德令哈(60)
	宁夏	牛首山(100)、牛首山 2(140)、中宁(100)
	新疆	阜康东(120)、阿克陶(100)、高昌(140)、榆树沟(140)、和静(180)、额敏(140)、布尔津(140)、若羌(180)
	兵团	红星(140)、新星东(140)
	重庆	建全(120)、菜籽坝(120)
西南	四川	大邑(180)、道孚(180)
	西藏	直孔(一期)(105)、增期(一期)(180)、永木二级(120)、大古二级(一期)(90)、明期(210)、依隆(210)

资料来源：国家发改委，国家能源局，中信建投

“十四五”期间浙江省拟实施 18 个重点项目，拟装机容量 2350 万千瓦，拟装机容量位居各省之首。湖南省与贵州省分别拟装机 1512 万千瓦和 1480 万千瓦，分别为第二和第三。湖北省“十四五”期间计划重点实施项目 9 个，拟装机容量达 1230 万千瓦。从中长期规划来看，湖北省通山大幕山、罗田平坦原等 38 个抽水蓄能电站项目纳入国家《抽水蓄能中长期发展规划（2021 年-2035 年）》，项目总装机达 3900.5 万千瓦，总投资约 2700 亿元。

2022 年 5 月 19 日，湖北省人民政府印发《湖北省能源发展“十四五”规划》。《规划》要求有序推进重点抽水蓄能电站建设，利用现有梯级水电站布局一批抽水蓄能电站。《规划》指出了 11 个大型抽水蓄能重点建设项目和 9 个中小型抽水蓄能重点建设项目。公司目前已掌握 11 个大型抽水蓄能项目中的 6 个，分别为罗田平坦原抽水蓄能项目（140 万千瓦）、南漳县张家坪抽水蓄能项目（180 万千瓦）、长阳清江抽水蓄能项目（120 万千瓦）、松滋江西观抽水蓄能项目（120 万千瓦）、巴东县桃李溪抽水蓄能项目（180 万千瓦），合计装机达 740 万千瓦。其中，罗田平坦原抽水蓄能项目是湖北省“十一五”以来首个核准的抽水蓄能项目，树立了全省抽水蓄能开发的标杆，公司在省内的资源获取能力较强。

图 30：抽水蓄能电价机制发展过程



资料来源：国家发改委，中信建投

2022年3月，国家发改委、能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》明确，要加快推进抽水蓄能电站建设，推动已纳入规划、条件成熟的大型抽水蓄能电站开工建设，完善抽水蓄能价格形成机制。国家发改委在不同时期对抽水蓄能电价机制做出过不同的规定：2004年发改委印发《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》，抽蓄电站由电网运营，并将成本和合理收益纳入电网销售费用；2014年发改委印发《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》，明确了容量电价弥补电站固定成本及准许收益、纳入电网运行费用，电量电价弥补变动成本，电价水平按照当地燃煤标杆电价执行的方法；2016年“厂网分离”后抽水蓄能电站成本从电网成本中剥离并规定不允许纳入输配电价定价成本，导致投资热情低迷。

2021年4月30日国家发改委出台《关于进一步完善抽水蓄能电站价格形成机制的意见》（633号文），明确了两部制电价的机制：容量电价方面，明确经营期内资本金内部收益率按6.5%核定；电量电价方面，以竞争方式形成电量电价；构建辅助服务和电量电价相关收益分享机制，收益的20%留存给抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，推动抽水蓄能电站作为独立市场主体参与市场。我们认为，633号文规定的两部制电价和市场化机制将打开抽蓄电站盈利天花板，显著促进抽水蓄能利用率的提升。公司手握大量优质抽水蓄能资源，在633号文形成的机制下抽水蓄能业务将作为新能源发电外的又一增长点，有助于进一步增厚企业利润。

峰谷价差扩大利好抽水蓄能经济性

根据北极星储能网的数据，2021年全国一般工商业峰谷价差基本均超过0.3元/千瓦时，半数地区峰谷价差超过0.5元/千瓦时，京津冀、长三角、珠三角等经济发达地区峰谷价差更高。2022年4月湖北省电网代购最大峰谷价差0.90元/千瓦时，峰平价差0.69元/千瓦时，在全国价差排名中处靠前位置。参考《基于全寿命周期成本的储能成本分析》，我们对抽水蓄能的成本进行测算。

我们以代表型的140万千瓦抽水电站做测算。假设条件有：①每瓦投资额5.5元，140万千瓦初始投资对应77亿元；②每年运维成本占初始投资的2.5%，年运维费用为1.93亿元；③年投资成本为等年值系数与初始投资之积，等年值系数与电站寿命相关，根据论文假设运营寿命30年得出等年值系数10.17%，故年投资成本为7.83亿元；④年利用小时假设2000小时，发电转换效率75%，故年发电量21亿千瓦时。综上假设，度电成本为年投资成本与年运维成本之和比上年发电量，等于0.46元/千瓦时。

表 5：抽水蓄能度电成本测算

基本参数	数值	假设条件	数值	估算费用	数值
装机量（万千瓦）	140	初始投资成本（元/瓦）	5.5	初始投资额（亿元）	77
建设期（年）	7	年运维成本比例（%）	2.5	年运维费用（亿元）	1.93
设备寿命（年）	50	使用寿命（年）	30	投资等年值（亿元）	7.83
年利用小时（小时）	2000	转换效率（%）	75	年综合成本（亿元）	9.76
		年发电量（亿千瓦时）	21	度电成本（元/度）	0.46

资料来源：《基于全寿命周期成本的储能成本分析》，中信建投

事实上，由于抽水蓄能电站的实际寿命约为 55 年，使用年限大概率会超过 30 年的既定寿命，因此年投资成本有降低的空间；近两年来关于抽水蓄能电站的运维费用估算在不断下降，实际年运维成本在 0.05-0.08 元/瓦，年运维费用也有下降空间。若将使用年限提升至 40 年，等年值系数降至 7.50%，运维费率降至 1.5%，则度电成本将降至 0.33 元/千瓦时。

湖北能源掌握的罗田平坦原抽水蓄能项目（140 万千瓦）为湖北省新建抽水蓄能项目的标杆，根据政府信息公开显示，该项目总投资 94 亿元，设计年发电量 14.7 亿千瓦时，年抽水电量 19.6 亿千瓦时。尽管该项目年设计利用小时经过测算可知在 1400 小时左右，与模型有一些差距，但在使用年限 40 年，等年值系数 7.50% 和运维费率 1.5% 的条件下度电成本为 0.47 元/千瓦时，相比湖北较高的峰谷价差仍有优势。近年来各省电网代购峰谷价差总体呈扩大趋势，随着经济不断发展，用电需求不断增加，抽水蓄能的经济性将进一步体现出来。

盈利预测及投资建议

电力板块是公司的核心业务，考虑到公司拥有大中型水库具备较好调节能力，我们判断公司水电业务有望长期保持稳健，并且 2022 年初来水情况较好汛期值得期待。火电业务规模随襄阳宜城项目并网规模预计将有所增长，燃料成本有望逐步下降缓解经营压力。新能源板块稳定发力，逐步完成十四五期间新增 8GW 装机目标，公司新能源发电业务将快速成长。公司电力板块 2022~2024 年盈利预测核心假设如下：

水电板块。公司水电装机容量保持 466 万千瓦，2022~2024 年折算利用小时数分别为 3050 小时、2900 小时、2950 小时。平均上网电价（不含税）分别为 0.36 元/千瓦时、0.37 元/千瓦时、0.38 元/千瓦时。

火电板块。2022~2024 年，公司火电装机容量分别为 463 万千瓦、663 万千瓦、663 万千瓦，2022~2024 年折算利用小时数分别为 4000 小时、4100 小时、4200 小时。平均上网电价（不含税）分别为 0.43 元/千瓦时、0.4 元/千瓦时、0.4 元/千瓦时。煤折入炉标煤价格分别为 1000、900、800 元/吨。

风电板块。2022~2024 年，公司风电装机容量分别为 164 万千瓦、244 万千瓦、324 万千瓦，折算利用小时数分别为 1513 小时、1672 小时、1753 小时，平均上网电价（不含税）分别为 0.48 元/千瓦时、0.44 元/千瓦时、0.42 元/千瓦时。

光伏板块。2022~2024 年，公司光伏装机容量分别为 276 万千瓦、396 万千瓦、516 万千瓦，折算利用小时数分别为 783 小时、848 小时、884 小时，平均上网电价（不含税）分别为 0.54 元/千瓦时、0.49 元/千瓦时、0.46 元/千瓦时。

根据以上核心假设，我们预测公司 2022 至 2024 年营收分别为 238.42 亿元、276.52 亿元、284.81 亿元，归母净利润分别为 28.19 亿元、31.69 亿元、37.58 亿元。考虑到公司有望以水电、火电充沛现金流支持新能源发电业务高速发展，抽蓄业务值得期待，给予公司“买入”评级。

报表预测

资产负债表 (百万元)

会计年度	2020	2021	2022E	2023E	2024E
流动资产	5299	12318	10593	10929	8997
现金	1029	2181	8589	3674	6789
应收票据及应收账款合计	3020	3987	0	0	0
其他应收款	170	294	195	372	213
预付账款	318	4295	567	5072	737
存货	416	790	412	985	418
其他流动资产	346	772	829	826	841
非流动资产	54868	60755	61845	70108	70146
长期投资	5283	5360	5780	6216	6644
固定资产	41099	45719	47189	54287	54308
无形资产	1492	1639	1768	1924	2113
其他非流动资产	6994	8038	7109	7681	7081
资产总计	60167	73073	72438	81037	79143
流动负债	10994	14551	12488	17053	12534
短期借款	3031	2460	2460	6660	2460
应付票据及应付账款合计	913	1772	0	0	0
其他流动负债	7050	10319	10028	10393	10074
非流动负债	14119	22167	22064	23250	22805
长期借款	9156	16261	16158	17344	16899
其他非流动负债	4963	5906	5906	5906	5906
负债合计	25113	36718	34552	40303	35340
少数股东权益	6186	5935	6209	6554	6885
股本	6507	6507	6507	6507	6507
资本公积	10666	10640	10640	10640	10640
留存收益	11666	13245	15128	17271	19809
归属母公司股东权益	28868	30420	31677	34180	36918

现金流量表 (百万元)

会计年度	2020	2021	2022E	2023E	2024E
经营活动现金流	5384	3200	12121	1649	11896
净利润	2759	2405	3092	3514	4088
折旧摊销	2051	2436	2251	2563	2858
财务费用	710	767	786	895	976
投资损失	-458	-646	-522	-514	-535
经营性应收项目的减少	-13843	-5029	7714	-4504	4335
经营性应付项目的增加	13896	3601	-1620	334	-318
其他经营现金流	14165	3267	-1201	-304	174
投资活动现金流	-2087	-3669	-3405	-10306	-2363
资本支出	2384	3409	1258	12027	-4590
长期投资	153	441	-420	-432	-428
其他投资现金流	450	182	-2566	1289	-7382
筹资活动现金流	-3472	1606	-2309	-459	-2217
短期借款	-1061	-571	0	0	0
长期借款	-1028	7105	-103	1186	-445
普通股增加	0	0	0	0	0
资本公积增加	-0	-27	0	0	0
其他筹资现金流	-1382	-4902	-2206	-1645	-1773
现金净增加额	-202	1128	6408	-9116	7315

资料来源: 公司公告, 中信建投

利润表 (百万元)

会计年度	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入	17023	22618	23842	27652	28481
营业成本	12348	18864	18802	21853	21951
营业税金及附加	131	139	168	186	196
销售费用	16	35	28	32	34
管理费用	478	614	709	806	813
研发费用	0	0	0	0	0
财务费用	710	767	786	895	976
资产减值损失	-219	0	43	-58	-75
公允价值变动收益	-21	2	6	8	-1
其他收益	28	179	72	74	88
投资净收益	458	646	522	514	535
营业利润	3579	3026	3907	4538	5214
营业外收入	52	36	42	41	43
营业外支出	77	66	40	48	58
利润总额	3554	2996	3908	4530	5199
所得税	794	591	816	1016	1110
净利润	2759	2405	3092	3514	4088
少数股东损益	302	66	274	345	331
归属母公司净利润	2457	2339	2819	3169	3758
EBITDA	5960	5972	6666	7641	8628
EPS (元)	0.38	0.36	0.43	0.49	0.58

主要财务比率

会计年度	2020	2021	2022E	2023E	2024E
成长能力					
营业收入(%)	7.7	32.9	5.4	16.0	3.0
营业利润(%)	47.1	-15.4	29.1	16.2	14.9
归属于母公司净利润(%)	64.0	-4.8	20.5	12.4	18.6
获利能力					
毛利率(%)	27.5	16.6	21.1	21.0	22.9
净利率(%)	14.4	10.3	11.8	11.5	13.2
ROE(%)	7.9	6.6	8.0	8.5	9.2
ROIC(%)	8.5	7.0	10.0	8.3	10.8
偿债能力					
资产负债率(%)	41.7	50.2	47.7	49.7	44.7
净负债比率(%)	39.1	47.7	27.0	50.3	29.1
流动比率	0.5	0.8	0.8	0.6	0.7
速动比率	0.4	0.8	0.8	0.6	0.7
营运能力					
总资产周转率	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
应收账款周转率	6.5	6.5	0.0	0.0	0.0
应付账款周转率	13.7	16.7	0.0	0.0	0.0
每股指标 (元)					
每股收益(最新摊薄)	0.38	0.36	0.43	0.49	0.58
每股经营现金流(最新摊薄)	0.76	0.49	1.86	0.25	1.83
每股净资产(最新摊薄)	4.40	4.63	4.92	5.28	5.74
估值比率					
P/E	13.7	14.4	12.0	10.6	9.0
P/B	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9
EV/EBITDA	9.0	9.5	7.5	8.0	6.2

风险分析

清江流域来水波动的风险

公司主要水电机组位于清江流域，清江流域来水具有不稳定性及年度不均衡性，这将对公司当年的发电量及经营业绩产生影响。

市场电价波动的风险

根据《2022年湖北省电力市场化交易实施方案》，2022年湖北省市场化交易总电量规模不设上限。2021年湖北全省市场交易合同电量961.71亿千瓦时，增幅达36.13%。公司参与湖北省市场化交易电量进一步增加，市场电价有一定波动，公司可能面临平均电价下降的风险。

煤炭、天然气等燃料成本上涨的风险

受全球疫情及能源结构转型等影响，自2021年下半年开始，煤炭、天然气等大宗商品价格持续高位运行。煤炭、天然气等燃料成本的不确定性，对公司的发电业务及经营业绩将产生直接影响。

安全生产的风险

公司主营业务包括水电、火电、风电等，拥有众多发电机组，运营易燃易爆的天然气业务，同时还有众多在建工程项目。上述业务在日常生产经营中，存在意外事故、设备故障、自然灾害等造成的人员伤亡或设备损坏的风险。上述安全事故的发生，可能造成公司正常生产经营的中断和财产损失。

分析师介绍

高兴：华中科技大学工学学士，清华大学热能工程系硕士，三年电力设备行业工作经验，2017年开始从事卖方研究工作。2018年加入中信建投证券，现任电力公用事业首席分析师，曾作为团队核心成员，获得 2019-2020 年新财富电力公用事业入围、2018-2020 年金牛奖电力公用最佳行业分析师、2019-2020 年 WIND 最佳电力公用分析师第一、水晶球前五等奖项。

研究助理

罗焱曦 13813379531 luoyanxi@csc.com.cn

评级说明

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

分析师声明

本报告署名分析师在此声明:(i)以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法,使用合法合规的信息,独立、客观地出具本报告,结论不受任何第三方的授意或影响。(ii)本人不曾因,不因,也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

法律主体说明

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

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

一般性声明

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

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

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

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

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

中信建投证券研究发展部

北京
 东城区朝内大街2号凯恒中心B座12层
 电话:(8610) 8513-0588
 联系人:李祉瑶
 邮箱:lizhiyao@csc.com.cn

上海
 上海浦东新区浦东南路528号南塔2106室
 电话:(8621) 6882-1600
 联系人:翁起帆
 邮箱:wengqifan@csc.com.cn

深圳
 福田区益田路6003号荣超商务中心B座22层
 电话:(86755) 8252-1369
 联系人:曹莹
 邮箱:caoying@csc.com.cn

中信建投(国际)

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