

广西能源 (600310. SH)

发配售一体化公司，聚焦主业积极布局新能源发电

买入

核心观点

发配售一体化，打造有区域影响力的能源上市公司。公司主营业务为电力生产、桂东电网供电及油品业务。2023年，公司更名为“广西能源”，打造有区域影响力的能源上市公司。公司通过资产重组出售永盛石化，并公开挂牌出售持有的恒润石化51%股权转让剥离油品业务，聚焦电力主业并积极布局风光新能源。目前公司运营的桂东电网覆盖广西贺州及梧州部分地区，与广西、湖南电网互为网间电力交换，在运装机157.76万千瓦，其中水电85.76万千瓦，火电70万千瓦，光伏2万千瓦，2023年前三季度发电量44.95亿度，占广西总发电量的2.6%。

电力市场化改革推进，配售电业务有望量价齐升。电力市场化改革政策持续出台，10kV以上工商业用户全部进入电力市场，预计市场化代理售电规模将快速增加，售电行业市场空间有望持续扩张；鼓励新兴主体参与电力交易市场，增强电网调节能力和交易活跃度。

聚焦电力主业，打造新能源第二成长极。剥离油品业务后，公司将聚焦电力主业，打开风光发电业务成长空间。目前公司55万千瓦陆上风电、21万千瓦光伏项目在建，并通过广西广投海风公司开工建设70万千瓦海上风电项目。

集团大力支持电力业务，获海风资产注入。公司作为广西投资集团旗下能源上市公司，在获取新能源项目方面有一定优势，且可通过集团资产注入扩大业务规模。2023年11月2日，公司临时股东大会通过了收购广西广投海上风电60%股权的议案，交易标的牵头的联合体竞得防城港海上风电示范项目180万千瓦开发权，其中A场址70万千瓦项目已核准开工，交易标的还参股了钦州90万千瓦海上风电示范项目。截至12月18日，交易标的工商变更登记手续已完成。

盈利预测与估值：公司剥离油品业务后营收将大幅下降，营收和净利润主要随电力业务装机规模增长。考虑公司上半年来水情况较差及供电价格提高，结合公司新能源业务发展前景，我们预计2023-2025年公司归母净利润分别为0.68/3.71/5.04亿元，同比增长-131%/446%/36%；EPS分别为0.05/0.25/0.34元。通过多角度估值，预计公司合理估值4.56-4.81元之间，较当前股价有19%-26%的溢价，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：电价下调，来水不及预期，项目进展不及预期，政策变化，成品油价格波动，诉讼风险，行政处罚风险。

盈利预测和财务指标

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	17,080	17,435	4,093	4,948	5,840
(+/-%)	-8.9%	2.1%	-76.5%	20.9%	18.0%
净利润(百万元)	79	-223	68	371	504
(+/-%)	-69.3%	-383.2%	-130.5%	445.8%	35.8%
每股收益(元)	0.06	-0.18	0.05	0.25	0.34
EBIT Margin	4.8%	4.7%	16.8%	28.3%	34.3%
净资产收益率(ROE)	2.5%	-7.2%	2.4%	11.9%	14.5%
市盈率(PE)	76.8	-27.1	106.8	19.6	14.4
EV/EBITDA	17.6	16.4	16.6	12.2	9.6
市净率(PB)	1.93	1.95	2.54	2.33	2.09

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰 021-61761029 huangxiujie@guosen.com.cn S0980521060002

证券分析师：李依琳 010-88005029 liyilin1@guosen.com.cn S0980521070002

联系人：崔佳诚 021-60375416 cuijiacheng@guosen.com.cn

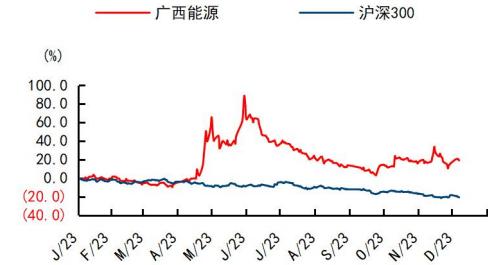
投资评级	买入(首次评级)
合理估值	4.56 - 4.81元
收盘价	3.82元
总市值/流通市值	5599/5599百万元
52周最高价/最低价	6.48/2.87元
近3个月日均成交额	137.63百万元

基础数据

投资评级
合理估值
收盘价
总市值/流通市值
52周最高价/最低价
近3个月日均成交额

买入(首次评级)
4.56 - 4.81元
3.82元
5599/5599百万元
6.48/2.87元
137.63百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

发配售一体化，打造新能源第二成长极	5
厂网合一，聚焦电力主业	5
售电业务业绩稳定，发电业务随装机量持续增长	7
剥离油品业务，打造新能源第二极	10
电力市场化改革推进，配售电业务有望量价双升	11
电力市场化改革推进，电力行业市场化程度提升	11
配售电产业依托自有电网，供电电量电价均有提高	13
发电侧水火风光兼具，大力发展新能源发电	15
来水较差拖累 23 年业绩，新能源落地将带动电力业务增长	15
以风电为代表的新能源发电有望快速增长，获集团海风资产注入支持	16
电价上浮叠加碳排放双控，新能源发电收益有望进一步提升	19
中越命运共同体打开越南电力投资机会，广西重启对越南供电	21
盈利预测	24
假设前提	24
未来 3 年盈利预测	26
盈利预测的敏感性分析	26
估值与投资建议	27
绝对估值：4.17-4.84 元	28
绝对估值的敏感性分析	28
相对法估值：4.56-4.81 元	29
投资建议	29
风险提示	29
附表：财务预测与估值	32

图表目录

图1: 广西能源股权结构图	5
图2: 公司装机容量情况 (万千瓦)	7
图3: 公司发电量及增长率情况	7
图4: 公司主营业务收入结构	7
图5: 公司主营业务毛利润结构	8
图6: 公司各项业务毛利率情况	8
图7: 公司营业收入及增长率情况 (亿元)	8
图8: 公司归母净利润及增长率情况 (亿元)	8
图9: 公司毛利率、净利率情况	9
图10: 公司三项费用率情况	9
图11: 公司杜邦分析及 ROE 情况	9
图12: 公司资产负债率情况	10
图13: 公司现金流情况 (亿元)	10
图14: 新型电力系统特征与建设路径	12
图15: 全国电力市场化交易电量及占比情况	13
图16: 广西电网输配电价表	13
图17: 贺州和梧州全社会用电量情况 (亿千瓦时)	14
图18: 贺州和梧州 GDP 情况 (亿元)	14
图19: 广西能源供电量和供电业务毛利率变化情况	14
图20: 广西能源代理购电商业用户电度用电价格 (元/kWh)	15
图21: 红水河 (天峨) 流量 (m ³ /s)	15
图22: 桂江 (平乐) 流量 (m ³ /s)	15
图23: 环渤海动力煤平均价格指数	16
图24: 广西防城港海上风电示范项目首台风机	17
图25: 广西防城港海上风电项目地理位置示意图	18
图26: 广西防城港海上风电项目 A 场址优化布置方案	18
图27: 绿电交易的电价构成	20
图28: 国内绿电交易市场交易量情况 (亿千瓦时)	20
图29: 各省绿电交易环境溢价情况 (元/kwh)	20
图30: 全国碳市场碳排放配额价格走势 (元/吨)	21
图31: 越南电厂项目投资审批流程图	22
图32: 中国对越南直接投资流量 (亿美元)	23
图33: 我国与越南边界地图	24

表1: 2022年桂东电网接入能力情况	5
表2: 截至2022年底公司发电装机情况	6
表3: 可比公司装机容量及2023年前三季度经营情况	6
表4: 《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》核心要点梳理	11
表5: 工商业用户电力市场化政策梳理	12
表6: 广西能源集团控股装机容量分布	19
表7: 部分省份电力市场年度交易结果(元/kWh)	19
表8: 公司发电、售电业务关键假设及测算	25
表9: 未来3年盈利预测表(百万元)	26
表10: 2023年归母净利润随水电售电电价及水电利用小时的敏感性分析(百万元)	27
表11: 2023年归母净利润随入炉煤价及火电利用小时的敏感性分析(百万元)	27
表12: 2023年归母净利润随供电业务售电价格及外购电电价的敏感性分析(百万元)	27
表13: 公司盈利预测假设条件(%)	28
表14: 资本成本假设	28
表15: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析(元)	28

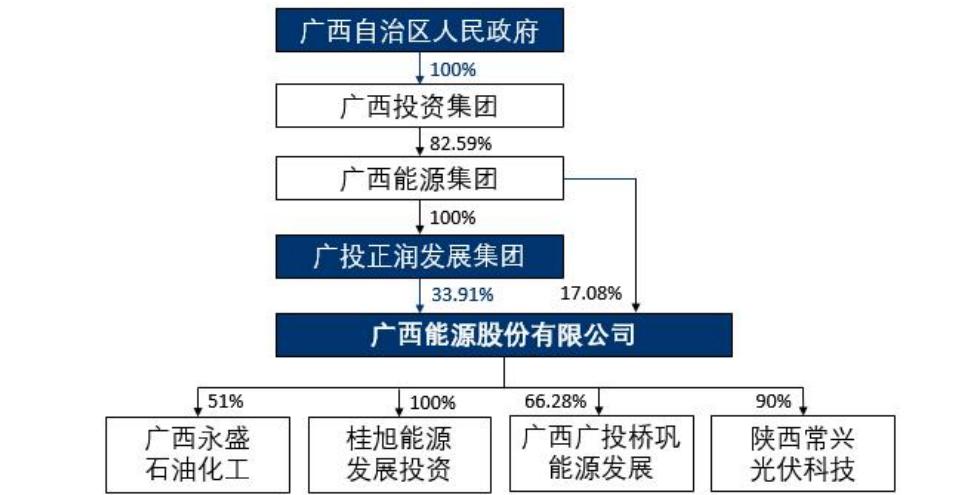
发配售一体化，打造新能源第二成长极

厂网合一，聚焦电力主业

广西能源股份有限公司（原广西桂东电力股份有限公司）系1998年广西广投正润发展集团有限公司作为主要发起人，以合面狮水电厂和供电公司等经营性电源和全部经营性电网资产投入，注册成立的国有控股企业，于2001年在上交所上市，主要业务为电力业务和油品业务。2023年5月16日，公司更名为“广西能源股份有限公司”，打造有区域影响力的能源上市公司。

公司实控人为广西国资委，控股股东为广西正润发展集团。目前，广西正润发展集团，持有公司33.91%股权，广西能源集团直接持有和通过广投正润发展集团持有公司50.99%股权。而广西能源集团受广西自治区人民政府全资设立的广西投资集团实际控制，因此公司实际控制人为广西壮族自治区人民政府国有资产监督管理委员会。

图1：广西能源股权结构图



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

自有电网资产，厂网合一集发供电于一体。1992年桂东电网首次形成110kV输变线路环网运行，2020年220kV万立I、II线线路投运成功，首次形成220kV环网运行。公司供电营业范围主要覆盖广西贺州市辖区内三县两区、一个自治区级工业集中区和梧州市部分区域，与广西电网、湖南电网互为网间电力交换，2022年桂东电网线路长度合计7548.8千米。公司自有发电机组提供部分供电电量，外购电量补足用电需要，2022年公司供电业务中自发电量13.19亿千瓦时，约占34%；外购电量25.17亿千瓦时，约占66%；累计供电量37.16亿千瓦时。

表1：2022年桂东电网接入能力情况

类型	主变（台）	容量（兆伏安）	线路长度（千米）
220千伏	9	1620	451.7
110千伏	38	2029	1633.5
35千伏	28	214	787.3
10千伏	5610	1885	4676.3
配电公变数量（台）	3120	1176	

资料来源：广西能源网上营业厅，国信证券经济研究所整理

发电业务以水火机组为主，自有电网供电价格高于核定上网电价。截至 2022 年底，公司自有及控股装机容量 157.76 万千瓦，其中水电 85.76 万千瓦，主要包括桥巩水电厂、合面狮电厂等 6 个骨干电厂；火电 70 万千瓦，为贺州燃煤发电项目的 2 台 350MW 超临界燃煤发电机组；光伏 2 万千瓦。2022 年公司累计发电量 66.91 亿千瓦时，同比增长 14.78%，其中水电 38.70 亿千瓦时，火电 27.99 亿千瓦时，光伏 0.21 亿千瓦时；总售电量 88.54 亿千瓦时，同比增长 2.35%，平均售电价格 0.4830 元/kWh，较上年同期提高了 0.0302 元/kWh。目前，公司供电业务中的自发电量主要来自除桥巩水电站之外的机组，约 13.19 亿千瓦时，约占总发电量的 20%。2020 年核定的桥巩水电站上网电价为 0.2897 元/kWh，远低于同期水电平均售电价的 0.4787 元/kWh。

表2: 截至 2022 年底公司发电装机情况

发电类型	电站名称	装机容量 (MW)	持股比例
水电	桥巩水电站	480	66%
	巴江口水电厂	90	76%
	下福水电厂	49.5	85%
	昭平水电站	63	93%
	京南水电厂	69	100%
	合面狮水电厂	80	100%
	小古源水电厂	4	67%
	森聪水电厂	3.8	100%
	云藤渡水电厂	3.2	82%
	流车源水电厂	5	100%
火电	丹竹电站	6	100%
	芳林电站	0.5	100%
光伏	石人洞电站	1.9	100%
	下咸电站	1.8	100%
	贺州燃煤发电项目	700	100%
合计		857.6	90%

资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

切入新能源发电赛道，布局抽水蓄能。公司未来发电业务将重点发展光伏和风电。2023 年 5 月，公司收到广西发改委通知，受水利部印发《关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见》影响，控股子公司桥巩能源公司在来宾市的三个渔光互补光伏项目建设场址调整到地面后继续建设，装机规模合计 21 万千瓦。公司八步上程风电场、平桂水口风电场合计 40 万千瓦项目列入广西 2023 年第一批新能源项目建设方案；八步仁义风电场、平桂茶盘源风电场合计 15 万千瓦项目列入第二批新能源项目建设方案。除此之外，2023 年 3 月 12 日，公司广西贺州抽水蓄能电站预可行性研究报告通过审查，规划装机容量 1200MW。

表3: 可比公司装机容量及 2023 年前三季度经营情况

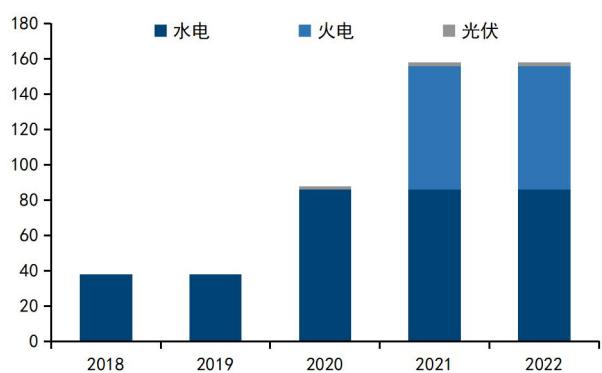
公司名称	火电 (万千瓦)	水电 (万千瓦)	风电 (万千瓦)	光伏 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	售电量 (亿千瓦时)	2023 年前三季度 营业收入 (亿元)	2023 年前三季度 归母净利润 (亿元)
广西能源	70.00	85.76	55 陆风+70 海风在建	2.00	44.95	61.87	147.56	0.22
桂冠电力	133.00	1023.54	76.60	35.66	218.62	60.97	11.37	
三峡水利		74.62			19.16	103.98	83.91	3.37
西昌电力		24.55 网内权益装机 +17.20 国网装机		4.00	8.02	19.55	10.33	-0.33

资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

售电业务业绩稳定，发电业务随装机量持续增长

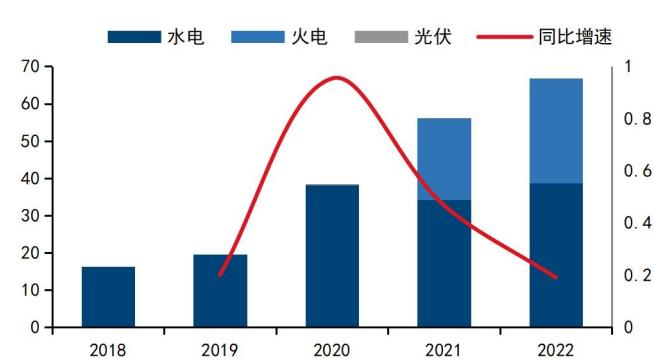
发电业务随装机量持续增长，营收占比提升。2022年，公司实现营业收入174.35亿元(+2.08%)，主要系来水情况同比改善及上年火电机组刚刚投产，水火发电量同比提高所致。分行业看，公司油品、电力生产、电力销售营业收入分别为132.22/20.34/19.93亿元，分别占比75.84%/11.66%/11.43%。随着桥巩水电站注入和贺州燃煤发电项目建成投产，公司装机容量增长带动发电量提升，电力生产业务营收由2019年的3.58亿元提升至2022年的20.34亿元，复合增长率78.4%，占比由1.56%提升至11.66%。随着新增风光项目装机落地，公司发电业务有望进一步增长。售电业务受售电量增速较慢制约，2018-2022年营收相对稳定，复合增长率5.5%，2022年实现营收19.93亿元。

图2: 公司装机容量情况 (万千瓦)



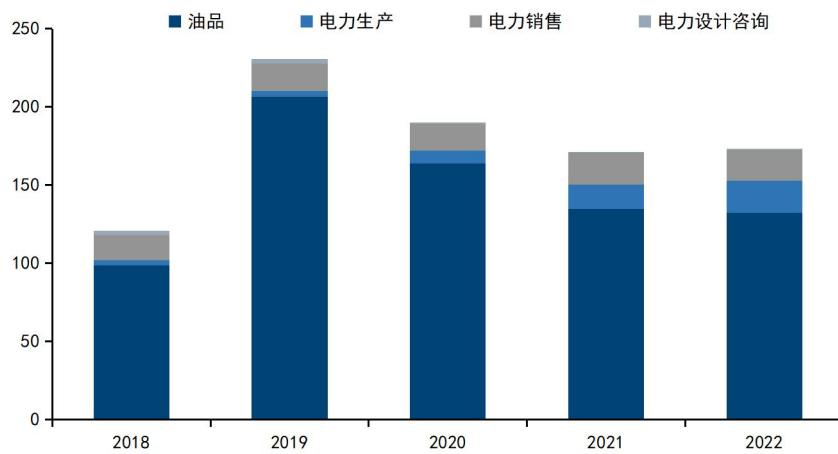
资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图3: 公司发电量及增长率情况



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图4: 公司主营业务收入结构

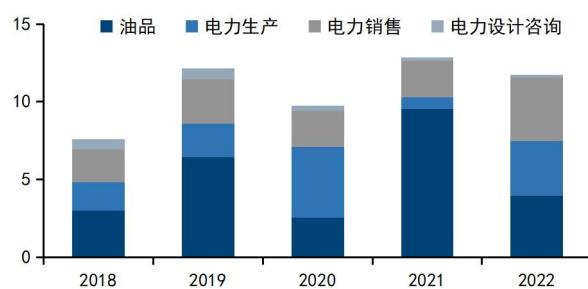


资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

电力业务贡献主要利润，售电业务毛利率较为稳定。2022年，公司发电业务毛利润3.56亿元，售电业务毛利润4.09亿元，电力业务贡献净利润合计占比达60.5%；油品业务毛利润3.93亿元，占比30.5%。毛利率方面，2022年公司发电业务、售电业务和油品业务分别为17%、21%和3%。桥巩水电站售电价格偏低、21年来水情况不佳叠加火电机组刚刚投产和燃煤价格居高等因素导致2021年公司

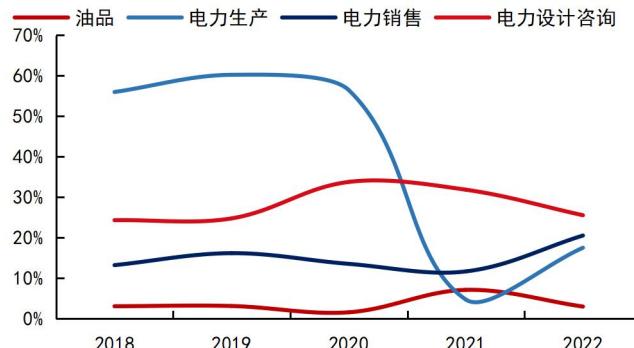
发电业务毛利率大幅下降，22年来水情况转好，且火电运营减亏，毛利率同比提高 12.79pct；售电业务方面，2022 年售电价格有所提升，毛利率同比提高 8.86pct。

图5: 公司主营业务毛利润结构



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图6: 公司各项业务毛利率情况



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

公允价值变动致 2022 年业绩亏损。2022 年，公司经营亏损，实现归母净利润-2.23 亿元（-383.25%），实现扣非归母净利润-2.33 亿元，主要受其他非流动金融资产期间股价下跌公允价值变动、燃煤价格高企火电亏损以及油品业务利润同比大幅减少等主要因素影响。公司持有的国海证券股票价值变动-1.48 亿元、环球新材料股票价值变动-2.31 亿元，对公司业绩产生较大影响。

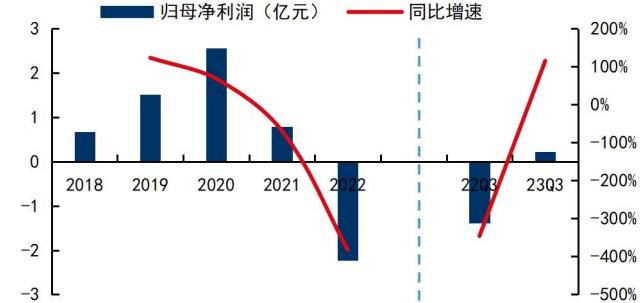
业绩短期仍承压，静待新能源装机落地推动盈利增长。2023 年前三季度，公司实现营业收入 147.56 亿元，同比增加 3.20%，主要系油品业务收入增加所致；归母净利润为 0.22 亿元，公司持有的股票公允价值变动增加，同比实现扭亏为盈；扣非归母净利润为-1.01 亿元（-283.25%），公司持有水电站来水情况不佳，水电发电量同比大幅降低，外购电增加、受燃煤价格影响火电亏损以及成品油市场价格波动，油品利润减少。

图7: 公司营业收入及增长率情况（亿元）



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图8: 公司归母净利润及增长率情况（亿元）

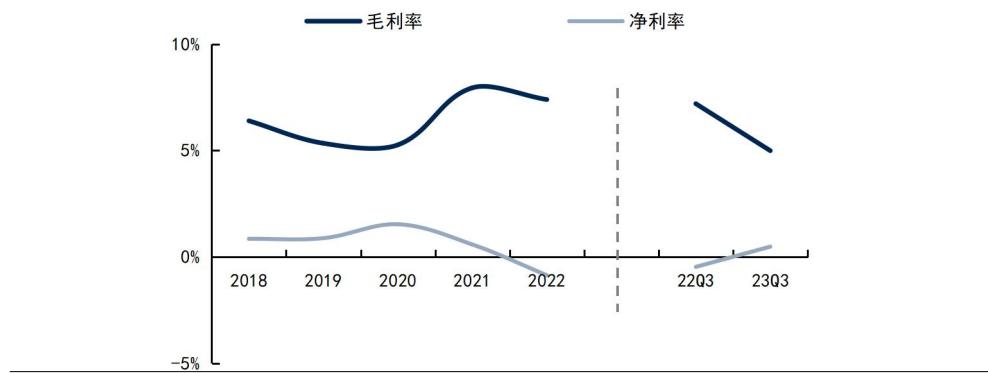


资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

毛利率、净利率下降，新增火电机组拖累发电业务毛利率。油品业务营收占比高，但利润贡献少，致公司整体毛利率水平偏低，2022 年公司毛利率 7.39%，同比下降 0.55pct，主要系油品业务受成品油市场价格波动影响，利差较去年同期减少，毛利率有所下降所致；公司净利率-0.86%，同比下降 1.45pct，受投资股票公允价值变动影响，公司净利润有较大幅度下降。2023 年前三季度，公司水电站来水

情况不佳，且火电盈利尚未修复，叠加油品业务受成品油价格市场波动影响，利润减少，毛利率 4.99%，同比降低 2.21pct，但公司持有股票公允价值变动增加致净利润不降反升。

图9: 公司毛利率、净利率情况



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

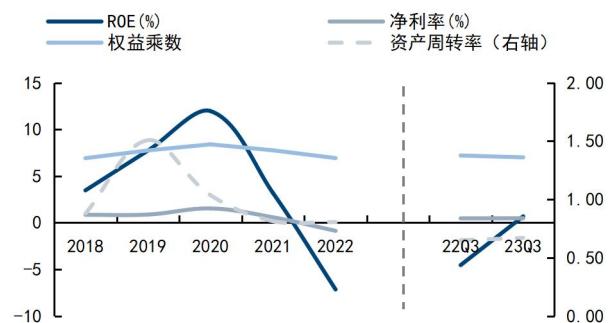
费用率下降，23Q3ROE 回正。2022 年公司销售费用率、管理费用率、财务费用率分别为 1.32%、1.48%、3.36%，三项费用率合计同比降低 0.15pct。23 前三季度销售费用率、管理费用率、财务费用率分别为 1.26%、1.26%、2.58%，三项费用率合计同比降低 0.31pct。因 2022 年业绩亏损，公司 ROE 为 -7.15%，同比降低 10.33pct；23Q3 业绩同比实现扭亏为盈，ROE 为 0.69%，同比提高 5.23pct。

图10: 公司三项费用率情况



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图11: 公司杜邦分析及 ROE 情况



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

资产负债率小幅下降，经营性现金流有所提高。2021 年 9 月，公司非公开发行 1.85 亿股，共筹集 7.4 亿元，净资产规模增加，资产负债率降低 6.66pct；2022 年，公司资产负债率为 78.98%，较 2021 年降低 0.66pct，主要系带息付款减少所致。预计未来随着公司剥离油品业务、加快推进新能源业务发展，公司资产负债率水平或将有所提升。现金流方面，2022 年，公司经营性净现金流为 12.90 亿元，同比增加 23.21%，主要系电量电价同比均有提升，收到的电费增长所致；投资性净现金流净额 0.99 亿元，主要系投资收益增加、处置子公司和项目投资减少所致；筹资性净现金流 -13.58 亿元，较上年同期减少，主要系融资规模减小、偿还债务增加所致。

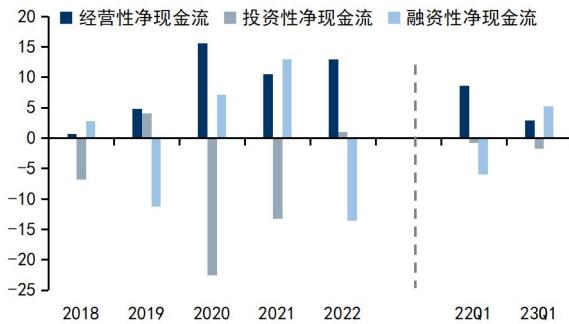
发行债券融资，优化财务结构。2023 年 12 月 12 日，公司董事会审议通过了《关于拟非公开发行公司债券的议案》，拟非公开发行不超过 10 亿元的公司债券，发

行期限不超过 5 年期，可分期发行，募集资金用于偿还有息负债、补充营运资金及项目建设等合法合规用途。该议案尚需在 12 月 28 日的临时股东大会审议批准，并经监管机构审核批复后方可实施。

图12: 公司资产负债率情况



图13: 公司现金流情况 (亿元)



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

剥离油品业务，打造新能源第二极

剥离油品业务，聚焦电力主业。2021 年 11 月，公司股东大会通过了将广西永盛石化 49%股权转让给广投石化的决议。此后公司持续整合资产，2022 年完成 8 家企业退出，处置 4 项不良资产。6 月 26 日，公司拟进行重大资产重组，向广投产服集团出售控股子公司广西永盛石化 2%股权，交易完成后，永盛石化将不再纳入公司合并报表范围，公司剥离主要石化板块业务，聚焦电力主业，建成厂网合一的区域性能源上市公司。截至 2023 年 9 月 28 日，公司已累计收到永盛石化偿还资金 10.56 亿元，永盛石化已偿还完毕所欠公司全部款项；10 月 31 日，标的资产已完成过户登记。11 月 29 日，公司再次公告发布股权转让方案，拟将持有的控股子公司恒润筑邦 51%股权、恒润石化 51%股权一并通过产权交易市场公开挂牌出售。恒润筑邦 51%股权挂牌底价不低于转让标的资产评估结果 4.99 万元。恒润石化 51%股权挂牌底价不低于转让标的资产评估结果 2126.84 万元。

油品业务营收占比高，盈利能力不佳，剥离后有望改善收益质量。2022 年，油品业务在公司营业收入中占比高达 76%，但毛利率仅 2.97%，贡献毛利润占比仅 31%。控股子公司永盛石化净利润亏损 0.34 亿元，且资产负债率为 91.71%，高于公司整体水平。此外，油品业务受成品油市场价格波动影响较大，周期性风险较高。油品业务的剥离，有利于提高公司资产质量，改善财务状况，降低油品价格变动对上市公司经营业绩的风险，增强持续盈利能力和抗风险能力。公司营业收入或有较大降幅，但收益质量和资产负债率等方面有望改善。

随着风光装机落地，发电业务业绩有望快速增长。2022 年，公司光伏装机量 2 万千瓦，发电量 0.21 亿千瓦时，实现营业收入 0.14 亿元，毛利润 0.04 亿元，毛利率 29.79%，高于公司发电业务平均水平。目前公司 55 万千瓦风电、21 万千瓦光伏和 120 万千瓦抽水蓄能正在建设或推进前期工作，项目落地后，公司装机容量将有较大增长，有望带动发电量和业绩快速增长。

自发电量增加有利于提高售电业务业绩，外购电量补充售电缺口。2022 年，公司供电电量 38.36 亿千瓦时，其中自发电量 13.19 亿千瓦时，约占 34.4%，外购电量 25.17 亿千瓦时，约占 65.6%。公司自发电量目前仅能满足供电区域内部部分供电需求，需要外购电力满足供电需要，但外购电价相比自发电价格偏高。随着

新增电网落地和新增新能源机组贡献自发电量，公司供电能力提高，供电量中自发电量占比有望带动盈利能力持续增强。

电力市场化改革推进，配售电业务有望量价双升

电力市场化改革推进，电力行业市场化程度提升

电力市场化改革持续深化，售电侧市场化发展稳步推进。2015年3月，中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(以下简称“9号文”)，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价和有序向社会资本放开配售电业务成为深化电力体制改革的重点方向，输配电以外竞争性环节电价开始放开，电价形成机制逐步市场化；同时，配售电业务向社会资本放开，政策鼓励以混合所有制方式发展配电业务和支持多元市场主体参与售电市场，售电侧市场化程度提升。

表4:《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》核心要点梳理

核心要点	核心内容
	发售电价格由市场形成。 放开竞争性环节电价，把输配电价与发售电价在形成机制上分有序推进电价改革，开。参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定。
	单独核定输配电价。 输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定。
	引导市场主体开展多方直接交易。 有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格，按国家规定的输配电价向电网企业支付相应的改革，完善市场化交过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易，短期和即时交易通过调度和交易机构实现。
交易机制	鼓励建立长期稳定的交易机制。 构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式，任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为。
改革和规范电网企业运营模式	鼓励社会资本投资配电业务。 按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。
稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务	电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户有电可用。
	多途径培育市场主体。 允许符合条件的高新区或经济技术开发区，组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

2023年7月11日，中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》等文件。会议强调，深化电力体制改革，构建新型电力系统，具体从三个方面着手：科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重；健全适应新型电力系统的体制机制，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新；推动有效市场同有为政府更好结合，不断完善政策体系，做好电力基本公共服务供给。

图14: 新型电力系统特征与建设路径


资料来源：中央全面深化改革委员会第二次会议内容，国信证券经济研究所整理

工商业用户电力市场化发展，售电市场空间进一步释放。国家政策持续推动工商业用户参与电力市场交易，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(以下简称“1439号文”)提出，有序推动工商业用户全部进入电力市场，目前尚未进入市场的用户，10千伏及以上的用户要全部进入，其他用户也要尽快进入。随着工商业用户全部进入电力市场，预计市场化代理售电规模将快速增长，售电行业市场空间有望持续扩张。

表5: 工商业用户电力市场化政策梳理

时间	机构	政策文件	主要内容
2015年3月	中共中央、国务院	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	按照接入电压等级，能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格。
2018年7月	国家发改委、国家能源局	《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》	在确保电网安全、妥善处理交叉补贴和公平承担清洁能源配额的前提下， 有序放开用户电压等级及用电量限制，符合条件的10千伏及以上电压等级用户均可参与交易 。支持年用电量超过500万千瓦时以上的用户与发电企业开展电力直接交易。2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。
2019年6月	国家发改委	《关于全面放开经营性电力用户用电计划的通知》	经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。经营性电力用户全面放开参与市场化交易，主要形式可以包括直接参与、由售电公司代理参与、其他各地根据实际情况研究明确的市场化方式等。积极支持中小用户由售电公司代理参加市场化交易，中小用户需与售电公司签订代理购电合同，与电网企业签订供用电合同，明确有关权责义务。
2021年10月	国家发改委	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	推动工商业用户都进入市场。各地要有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。目前尚未进入市场的用户， 10千伏及以上的用户要全部进入，其他用户也要尽快进入 。
2022年12月	国家发改委	《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》	鼓励支持10千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。

资料来源：中国政府网，国家发改委，国信证券经济研究所整理

电力市场化交易电量持续增加，电力市场化改革成效逐步显现。电力市场化交易是本轮电力改革的重点内容，随着9号文以及1439号文政策逐步落地，全国市场化交易电量由2017年的16324亿千瓦时增至2022年的52543亿千瓦时，期间年复合增长率达26.34%，呈快速增长态势，且2022年市场化交易电量占全社会用

电量的比重为 60.8%，同比提高 15.4pct。预计未来随着 10kv 以上的工商业用户全部参与电力市场交易，电力市场化交易规模将进一步扩张。

图15：全国电力市场化交易电量及占比情况



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

广西暂停实施尖峰电价，第三监管周期工商业用电电网输配电价降低。2023 年 7 月 31 日，广西发改委发布《关于优化峰谷分时电价机制的通知》指出，自 2023 年 8 月起暂停实施尖峰电价机制，峰谷比价继续按现行政策规定执行，峰段电价在平段电价基础上上浮 50%，谷段电价在平段电价基础上下浮 50%。5 月 30 日，广西发改委、工信厅发布《关于做好第三监管周期输配电价和电网企业代理购电落实工作有关事项的通知》，自 6 月 1 日起全面执行第三监管周期电网输配电价，与第二监管周期相比，工商业用户电量电价和容量电价整体均有降低。公司运营的桂东电网输配电价按国家发改委规定的相关文件执行，与广西电网执行同一标准，输配电价降低可能对公司业绩产生一定影响。

图16：广西电网输配电价表

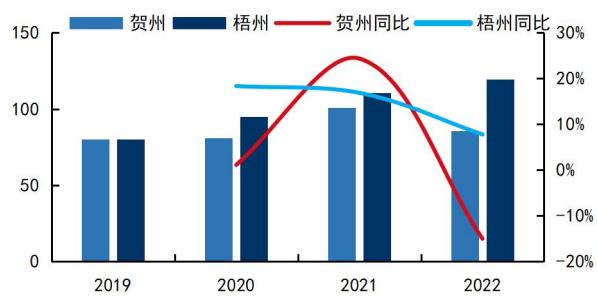
广西电网输配电价表													
用电分类		电量电价 (元/千瓦时)					容(需)量电价						
		不满 1 千伏	1~10(20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220(330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏	220 (330) 千伏	1~10 (20) 千伏	35 千伏	110 千伏
工商业用电	单一制	0.2589	0.2462	0.2264									
	两部制		0.1476	0.1054	0.0777	0.0288	38.7	37.3	34.2	32.0	24.2	23.3	21.4

注：1.表中各电价含增值税、对居民和农业用户的基期交叉补贴，不含政府性基金及附加、上网环节线损费用。
2.原包含在输配电价内的上网环节线损费用在输配电价外单列，上网环节综合线损率为 4.76%。
3.工商业用户执行上述输配电价表。居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。
4.500 千伏“网对网”外送电量外购电用户承担的送出省输电价格为不超过每千瓦时 0.0196 元（含税、含线损）。

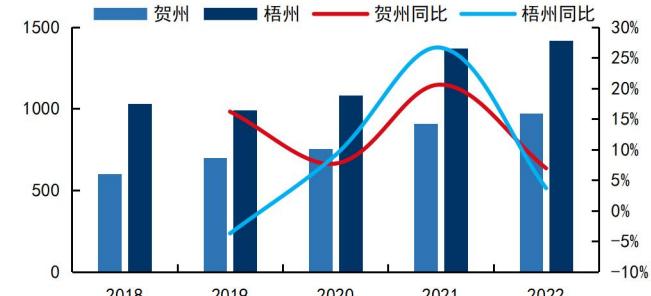
资料来源：广西发改委，国信证券经济研究所整理

配售电产业依托自有电网，供电电量电价均有提高

地区经济快速发展，带动用电量提升。公司配售电业务主要服务桂东电网覆盖的广西贺州及梧州部分地区。2019–2020 年，两市合计全社会用电量 CAGR 为 8.5%，合计国民生产总值 CAGR 为 12.2%，均高于全国和广西总体水平。供电区域经济快速发展带动用电量增加，进而提升公司配售电业务电力需求。

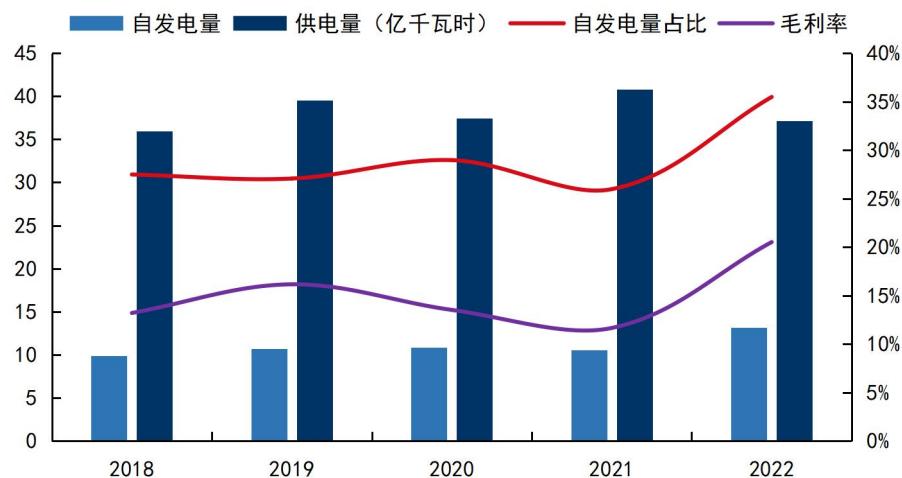
图17: 贺州和梧州全社会用电量情况 (亿千瓦时)


资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图18: 贺州和梧州GDP情况 (亿元)


资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

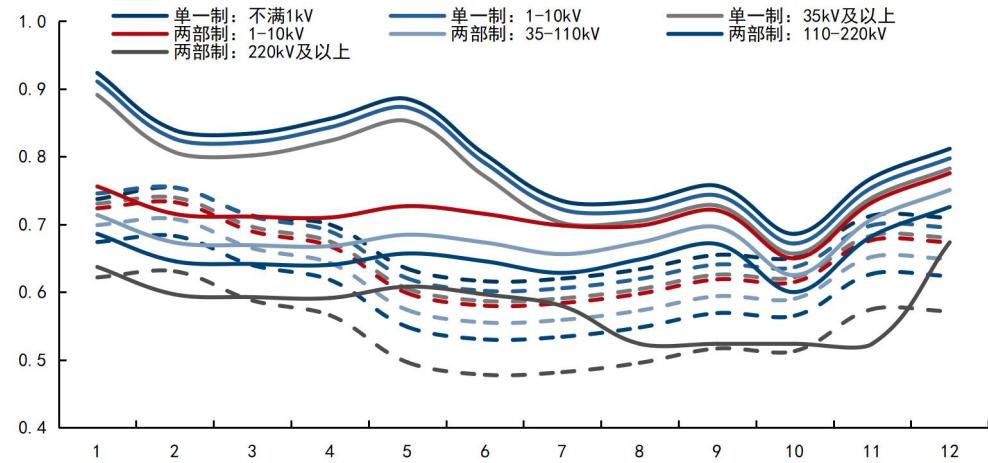
供电量波动上升，业务盈利能力与自发电量占比挂钩。公司配售电业务年度供电量具有一定的波动性，2019年-2022年年度增长率分别为9.95%、-5.22%、8.78%和-8.84%，整体呈小幅波动上升趋势。由于外购电价相对较高，供电业务毛利率与自电量占比挂钩。而自发电量占比主要与公司水电上网电量相关，2021年公司水电站来水情况不佳，发电量同比下降10%，因此供电业务毛利率11.65%，同比降低了1.86pct。2022年来水修复，叠加售电单价明显提高，毛利率提升至20.51%，同比提高8.86pct。

图19: 广西能源供电量和供电业务毛利率变化情况


资料来源：公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

电网建设持续推进，扩大供电业务范围。目前，公司贺州市工业区配电网完善工程、110kV路花输变电工程已开工建设，贺州市城市配电网改造建设项目建设项目已完成项目核准，里松、大数据、灵峰三个110kV输变电工程获得项目建设权。随着新增电网落地和新增新能源机组贡献自发电量，公司供电能力和盈利水平有望持续提高。

供电“两率”高位运行，供电电价上浮增强盈利能力。根据网上营业厅公布的数据，公司城市和农村的供电可靠率和电压合格率长期保持99%以上，供电质量良好。从用户侧来看，2023年全年公司代理购电工商业用户电价整体水平同比有所提高；从公司业务数据来看，2023年前三季度公司平均售电价格为0.5183元/千瓦时（含税），同比提高11.90%。随着供电价格的提高，公司售电业务的盈利能力有所增强。

图20: 广西能源代理购电工商业用户电度用电价格 (元/kWh)


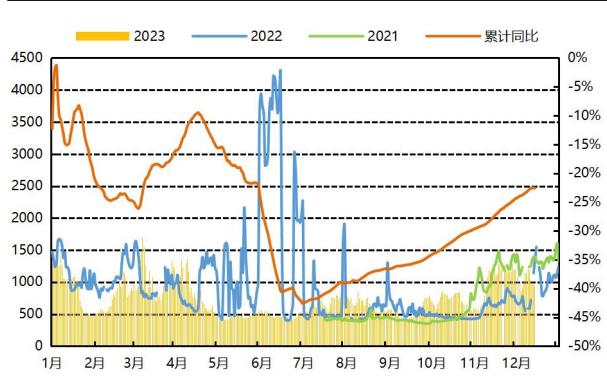
注: 实线表示 2023 年电价, 虚线表示 2022 年电价

资料来源: 广西能源网上营业厅, 国信证券经济研究所整理

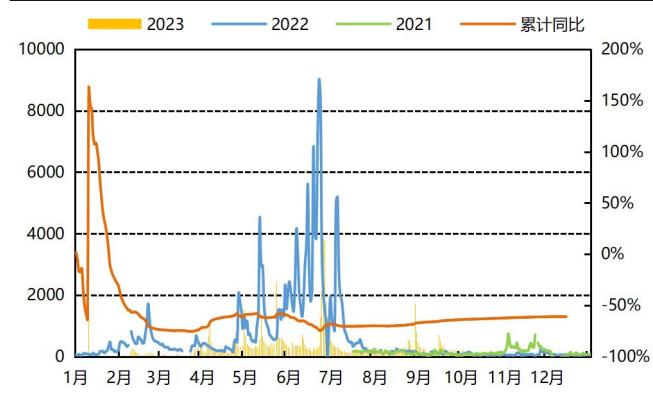
发电侧水火风光兼具, 大力发展新能源发电

来水较差拖累 23 年业绩, 新能源落地将带动电力业务增长

2023 年来水较差, 静待来水改善修复业绩。2023 年前三季度, 公司发电量 44.95 亿千瓦时, 同比下降 10.98%; 售电量 61.87 亿千瓦时, 同比减少 3.91%, 降幅较上半年均有所收窄。公司火电发电量同比增长 16.8%, 水电发电量同比减少 24.5%, 是公司总发电量降低的主要原因。前三季度水电版块毛利 2.56 亿元, 同比减少 1.69 亿元, 同时由于自发电量减少, 导致供电业务供电成本增加, 供电版块毛利 3.16 亿元, 同比减少 0.12 亿元。公司下属水电站主要位于红水河、桂江、贺江和湘江流域, 其中红水河和桂江装机容量 75.74 万千瓦, 占公司水电总装机的 88%。虽然桥巩水电站所在的红水河下半年来水有所改善, 但整体上看今年红水河和桂江来水情况属较差水平。

图21: 红水河 (天峨) 流量 (m³/s)


资料来源: 全国水雨情网站, 国信证券经济研究所整理

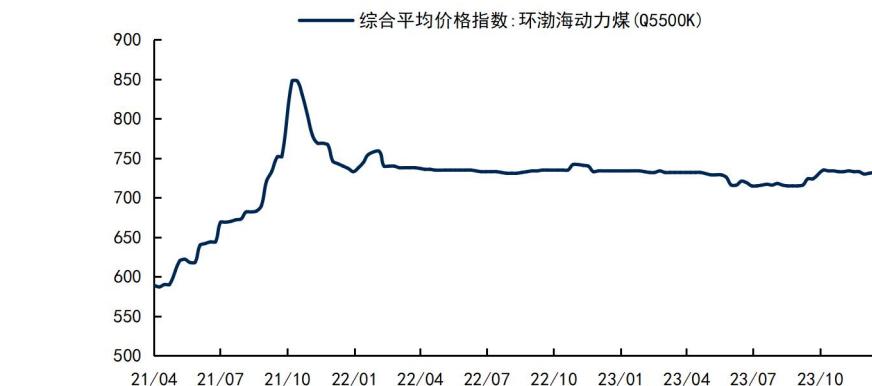
图22: 桂江 (平乐) 流量 (m³/s)


资料来源: 全国水雨情网站, 国信证券经济研究所整理

火电业务短期依旧承压, 煤炭保供力度增强。2023 年前三季度, 公司火电机组发电量 19.3 亿千瓦时, 同比增加 16.8%。上半年因燃煤价格仍处于高位, 公司火电

业务扣非归母净利润减少约 0.4 亿元，三季度受市场煤价下行因素影响，燃煤均价下降，叠加市场交易电价增加，火电版块毛利同比增加 0.12 亿元。23 年煤炭增产保供力度加强，煤炭供需关系从紧平衡向宽松转变，煤价保持平稳，略有下降。2023 年 1-10 月全国生产原煤 38.3 亿吨，同比增长 3.1%；进口煤炭 3.8 亿吨，同比增长 66.8%，12 月 20 日环渤海动力煤平均价格指数 732 元/吨。预计 2024 年我国煤炭供需将延续平稳态势。

图23: 环渤海动力煤平均价格指数



资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

容量电价政策出台，供热改造增厚火电收益。2023 年 11 月 8 日，国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，广西的煤电容量电价为 165 元/千瓦·年，处于各省中较高水平。煤电容量电价有助于煤电盈利稳定，实现煤电从主体电源向灵活支撑电源功能转变。根据公司目前煤电装机测算，预计公司煤电业务每年将获取约 1.16 亿元容量电费。另外，根据公司答投资者问披露的信息，公司正积极开展供热改造，项目建成后将有效提高机组热能利用率，降低电厂供电标煤耗，增厚火电盈利水平。

抽水蓄能项目可研和预可研通过审查，有望进一步增强电网调节能力。公司广投贺州抽水蓄能电站是国家和广西规划重点实施项目，规划装机容量 1200MW，包含 4 台单机容量 300MW 的可逆式水轮发电机组，初步估算总投资 84 亿元。贺州抽蓄预可行性研究报告和可研“三大专题”分别于 2023 年 3 月 12 日和 9 月 20 日通过审查。抽蓄落地后，将增强公司电网调节能力，降低公司对外购电力的依赖程度，改善售电业务收益。

以风电为代表的新能源发电有望快速增长，获集团海风资产注入支持

广西发展向海而兴，海上风电增长有望进一步提高。2023 年 10 月，广西海洋局发布了《广西大力发展向海经济建设海洋强区 三年行动计划（2023-2025 年）》，其中提到优先开发北部湾近海风电资源，加快钦州、防城港海上风电示范项目建设；到 2025 年，力争海上风电装机核准开工 750 万千瓦、投产 300 万千瓦。

电力业务开拓风电赛道，可为桂东电网贡献自发电量。2023 年 5 月 12 日，广西发改委印发关于 2023 年第一批新能源项目建设方案，公司获得 400MW 风电项目建设指标，包括位于贺州市八步区步头镇的 200MW 八步上程风电场项目和位于贺州市平桂区水口镇的 200MW 平桂水口风电场项目；7 月 31 日，印发第二批新能源项目建设方案，公司 100MW 八步仁义风电场和 50MW 平桂茶盘源风电场入列。目前，

四个项目均已得到得到核准。新增项目位于公司桂东电网覆盖范围内，建成后可为供电业务提供自发电量。

集团对陆上风电有投产要求，公司风电装机增长确定性较高。广西能源集团 2023 年面向专业投资者公开发行绿色科技创新公司债券(第一期)(低碳转型挂钩)募集说明书中提到，“本期低碳转型挂钩债券与公司发展战略低碳转型挂钩，预设“广西能源新增陆上风电控股装机容量”作为关键绩效指标(KPI)，低碳转型目标(SPT)为‘2023 年 8 月 1 日至 2025 年 7 月 31 日，广西能源新增陆上风电控股装机容量不低于 60 万千瓦’”。公司作为目前集团陆上风电项目主要项目单位，预计已核准的 55 万千瓦项目投产确定性较高，同时未来可能进一步争取陆上风电指标。

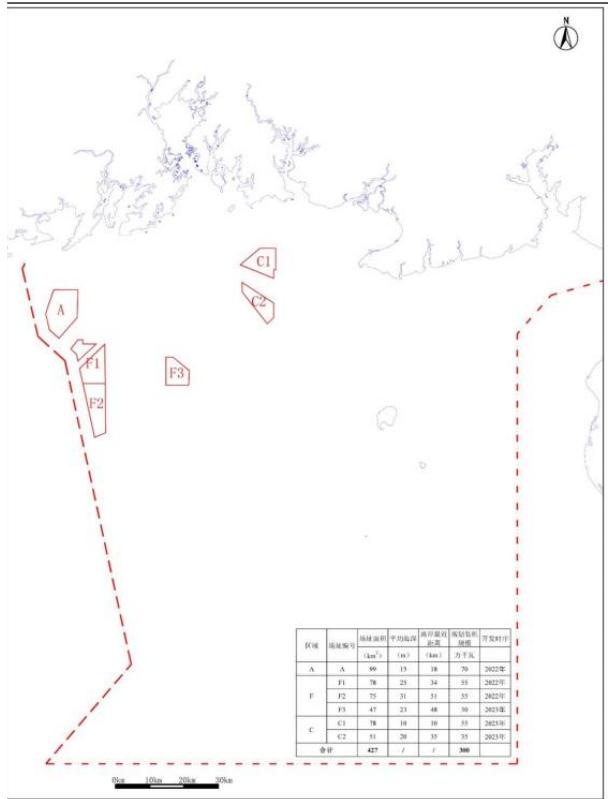
集团获广西首个海风项目开发权，公司获海风资产注入。2022 年 8 月 30 日，广西投资集团旗下广西广投海上风电开发有限责任公司牵头的联合体竞得防城港海上风电示范项目 180 万千瓦开发权(持股比例 51%)，并参股钦州 90 万千瓦海上风电示范项目(持股比例 5%)，上市公司董事长姚若军兼任董事长。上市公司作为广西投资集团旗下能源上市公司，2023 年 11 月 2 日，公司临时股东大会通过了收购广西广投海上风电(以下简称交易标的)60% 股权的议案，拟以自有资金收购交易标的 60% 股权，交易价格为 1.65 亿元。截至 12 月 18 日，交易标的工商变更登记手续已完成。

海风项目 A 场址首先开工建设。广西防城港海上风电项目 A 场址于 2022 年 12 月 21 日首先获得核准，海上工程于 2023 年 6 月 30 日全面开工建设。A 场址离岸最近距离约 15 公里，海深 15-18 米，涉海面积约 98km²，总投资约 97.6 亿元，规划总装机容量 700MW，拟安装 83 台单机容量 8.5MW 及以上风机，风机叶片长 111.5 米，单支叶片重 42.4 吨。8 月 19 日，首台风机顺利完成吊装，计划于 2023 年底实现首批机组并网发电。

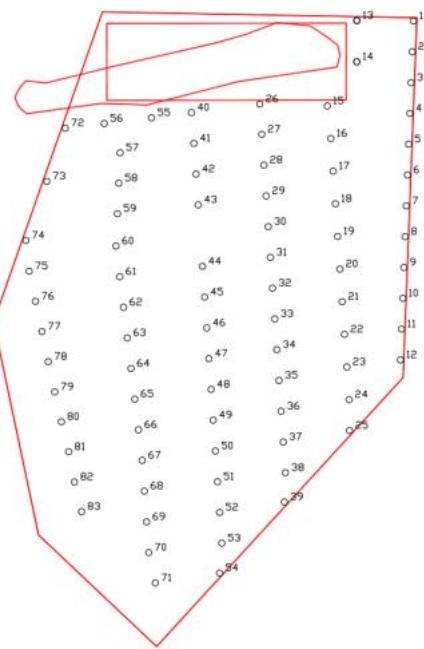
图24: 广西防城港海上风电示范项目首台风机



资料来源：防城港市新闻网、国信证券经济研究所整理

图25: 广西防城港海上风电项目地理位置示意图


资料来源：广西壮族自治区海洋局《广西防城港海上风电示范项目 A 场址工程海域使用论证报告书》，国信证券经济研究所整理

图26: 广西防城港海上风电项目 A 场址优化布置方案


资料来源：广西壮族自治区海洋局《广西防城港海上风电示范项目 A 场址工程海域使用论证报告书》，国信证券经济研究所整理

集团获取广西新能源项目能力较强，集团承诺注入能源资产。广西投资集团是广西本地重要的投融资主体和国有资产经营实体，获取当地新能源项目具有优势。在广西 2023 年两批新能源项目建设方案中，广西能源集团先后获得了 99/31 万千瓦陆上风电项目指标，其中上市公司直接获取 40/15 万千瓦；集团储备陆上风电、光伏等新能源项目容量超 300 万千瓦¹。根据公司 2018 年 3 月 27 日公告，广西投资集团将择机将旗下优质能源资产逐步注入桂东电力，并承诺将所属企业电容量指标注入桂东电力，推进其发电机组顺利启动、运营。2020 年 12 月 31 日，公司向广西能源集团（曾用名广西广投能源集团有限公司）发行股份及支付现金接受了桥巩能源发展有限公司的资产注入。目前，广西能源集团已投产运营的总权益装机为 655.78 万千瓦，可控装机容量为 355.96 万千瓦，其中火电 266.01 万千瓦，水电 86.73 万千瓦；参股装机包括参股防城港核电（在运 336 万千瓦，持股比例 39%）、天生桥一级水电（120 万千瓦，持股比例 20%）及国投钦州（326 万千瓦，远期规划共 720 万千瓦，持股比例 39%）等公司的装机容量。

¹ 广西能源集团《媒体关注·广西日报|乘风破浪重实践 奋力发展建新功——广西能源集团秉持“项目为王”服务建设国家综合能源安全保障区综述》

表6: 广西能源集团控股装机容量分布

电源类型	电站	装机容量 (万千瓦)	权益装机容量 (万千瓦)	是否在上市公司体内
火电	来宾 A 厂	60	60	否
	来宾 B 厂	72	72	否
	桂旭电厂	70	35.69	是
	北海电厂	64	52.48	否
	桥巩水电站	48	16.22	是
	冷却水发电站	0.97	0.97	否
水电	昭平水电站	6.30	2.99	是
	巴江口水电站	9.00	3.49	是
	下福水电站	4.95	2.15	是
	合面狮水电站	8.00	4.08	是
	京南水电站	6.90	3.52	是
	森聪、小古源、云藤渡等小水电站	2.61	1.23	是
光伏			3.22	上市公司可控装机容量 2 万千瓦

资料来源: 《23 广能 K2 广西能源投资集团 2023 年面向专业投资者公开发行绿色科技创新公司债券 (第一期) (低碳转型挂钩) 募集说明书》, 国信证券经济研究所整理

光伏项目调整建设场址后有望加速落地, 分布式光伏前景良好。2021 年 12 月, 公司的全资子公司桥巩能源的来宾市迁江镇方庆-大里-赵村水库 85MW 渔光互补平价光伏项目、来宾市平阳镇北洛水库 40MW 渔光互补平价光伏项目、来宾市良江镇那刀-白面水库 85MW 渔光互补平价光伏项目纳入广西 2021 年保障性并网光伏发电项目建设方案, 但受《水利部关于加强河湖水域岸线空间管控的指导意见》影响, 长期未正式开工建设。2023 年 5 月, 广西发改委同意将三个项目建设场址调整到地面后继续建设, 建设规模保持不变。此外, 公司分布式光伏项目正处于拟开工状态。自有电网背景下, 工商业分布式光伏优势显著, 发展前景良好。

电价上浮叠加碳排放双控, 新能源发电收益有望进一步提升

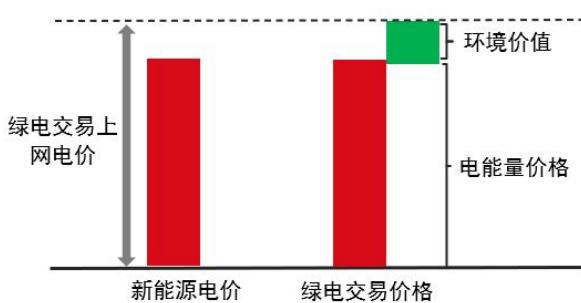
供电形势偏紧叠加电价上浮, 电力板块盈利有望改善。2023 年上半年全国全社会用电量 4.31 万亿千瓦时, 同比增长 5.0%; 中电联预计下半年全社会用电量同比增长 6%-7%, 电力供需关系呈紧平衡态势。截至 2023 年 11 月, 我国全社会用电量累计 83678 亿千瓦时, 同比增长 6.3%。自 1439 号文发布以来, 由于煤电燃料成本压力较大和电力市场供需关系变化, 电力市场化交易电价呈上浮态势。电力板块量价双升, 盈利有望改善。

表7: 部分省份电力市场年度交易结果 (元/kWh)

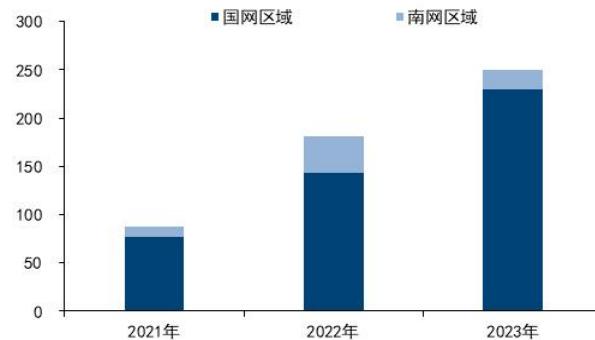
省份	2022 年度交易电价	较燃煤基准价涨幅	2023 年度交易电价	较燃煤基准价涨幅
广东省	0.497	9.72%	0.55388	19.63%
江苏省	0.4667	19.36%	0.4666	19.35%
陕西省	0.4254	20.00%	0.4254	20.00%
海南省	0.5158	20.00%	0.5158	20.00%

资料来源: 各地电力交易中心, 北极星电力网, 国信证券经济研究所整理

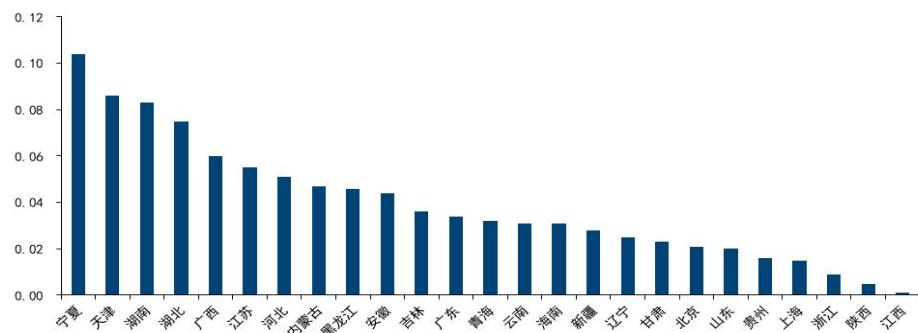
绿电交易可促进绿电需求, 提升绿电收益。当前绿电交易市场供需偏紧, 绿电交易较燃煤标杆电价存有溢价, 体现出绿电的环境价值, 北京电力交易中心数据显示, 多数省份绿电交易价格均高于当地中长期市场成交价格, 上涨幅度为 0.2053-1.0552 元/千瓦时, 多地绿电交易成交价格高于当地燃煤标杆电价上浮 20%后的水平。绿电交易量也逐步增加, 预计未来绿电交易市场需求将持续释放。

图27: 绿电交易的电价构成


资料来源：国信证券经济研究所整理

图28: 国内绿电交易市场交易量情况 (亿千瓦时)


资料来源：北京电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图29: 各省绿电交易环境溢价情况 (元/kwh)


资料来源：北京电力交易中心，国信证券经济研究所整理

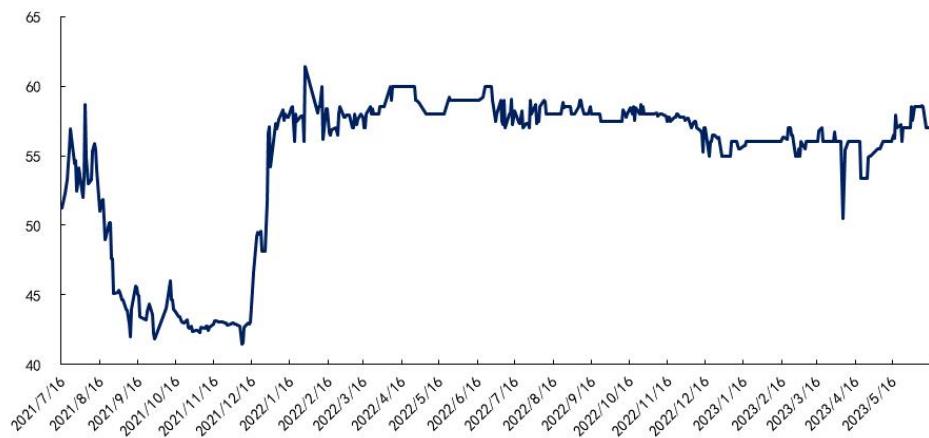
绿证核发全覆盖。2023年7月，国家发改委、财政部、国家能源局联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》，实现绿证核发全覆盖，对集中式风电（含海上风电）、分散式风电、集中式太阳能发电（含光热发电）、分布式光伏、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目的上网电量，核发可交易绿证；对存量常规水电项目，暂不核发可交易绿证，相应的绿证随电量直接无偿划转。对2023年1月1日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目，核发可交易绿证。12月13日，国家能源局在京召开绿证核发工作启动会，首批核发绿证约1191万个，涉及项目1168个，发电企业755家。

CCER 重启加速，能耗双控逐步转向碳排放双控。2023年6月29日，生态环境部表示，CCER交易市场启动前的准备工作正在推进，《温室气体自愿减排交易管理办法（实行）》即将面向全社会公开征求意见，CCER的交易平台将先于管理办法上线。7月11日，中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》，文件要求完善能耗双控制度，优化完善调控方式，加强碳排放双控基础能力建设，健全碳排放双控各项配套制度。

碳交易价格维持稳定，未来价格或有望迎来上行。上海环境能源交易所数据显示，2022年以来，碳交易市场的碳排放权成交价格均保持在55—60元/吨之间，整体保持在较为稳定的水平。预计未来随着发电设施碳排放基准值不断调低，以及更多行业纳入到碳交易市场之中，碳排放权交易价格或迎来上行，推动绿电消纳水

平提升的同时增加绿电企业收益。

图30：全国碳市场碳排放配额价格走势（元/吨）



资料来源：上海环境能源交易所，国信证券经济研究所整理

中越命运共同体打开越南电力投资机会，广西重启对越南供电

构建中越命运共同体，开启中越关系新篇章。2023年12月14日，中共中央总书记、国家主席习近平在广西南宁考察时对各族群众说：“我昨天结束对越南的国事访问，直接来广西考察调研。构建具有战略意义的中越命运共同体，将更有利于广西的开放发展，壮美广西前景光明。”习近平总书记12月12至13日出访越南，14至15日考察广西，凸显了把延边地区发展同与周边国家合作共赢更好结合起来、更好统筹国内国际两个大局的战略规划²。

中越能源合作进一步深化。2023年12月13日，我国与越南发布《关于进一步深化和提升全面战略合作伙伴关系、构建具有战略意义的中越命运共同体的联合声明》，多次提及能源合作相关事宜，包括在能源等领域深化合作、重点加强能源等领域的投资合作、保障能源产供链安全、积极参与构建全球清洁能源合作伙伴关系等。

越南电力供应紧张，缺电问题影响外商投资。2022年越南全社会发电量2599.8亿度，但仍存在较严重的缺电问题，且水电占比较高，发电能力受气温降水等因素影响较大。同时，近年来全球大量制造业加工制造环节向越南转移，工业用电需求大增。2023年5月以来越南用电量因高温激增，加之降水偏少，水电站水库水位偏低，多地面临停电。据路透社报道，英特尔搁置了在越南产能翻倍的投资计划，原因可能是英特尔对越南电力供应稳定性和官僚主义的担忧。

越南电力发展需求迫切，对越能源投资迎来新契机。据越南工贸部估计，2021年至2030年，在年均GDP增长率保持7%的情况下，越南能源需求将以8%以上的年增速增长，2025年预计达到约3375亿度，2030年达到约4781亿度³。根据越南第八版国家电力发展规划（PDP8），至2030年，越南发电能力将上升至150GW以上，比2022年的70.2GW增加一倍以上，可再生能源发电比例达到30.9%-39.2%；

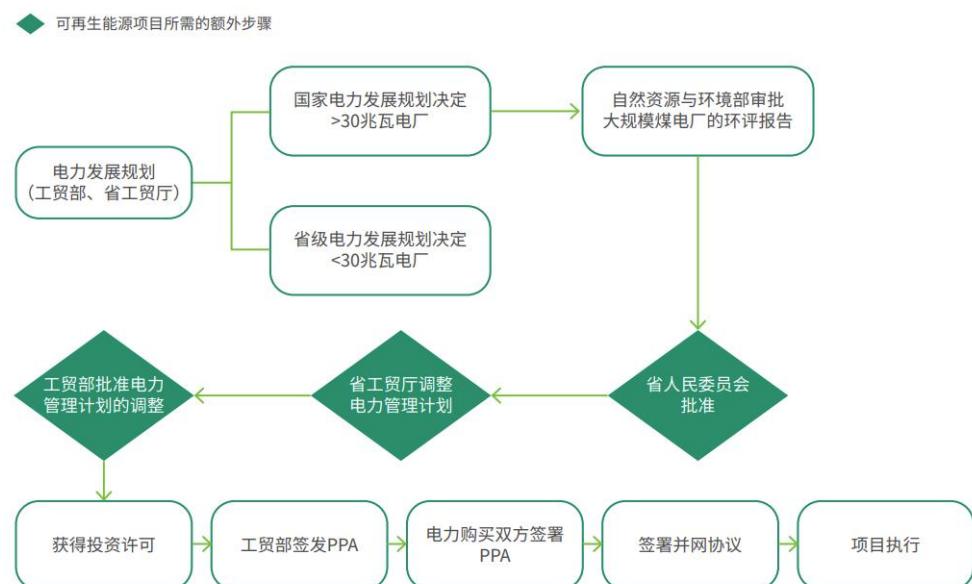
² 新华社《总书记这一内外联动的形成有深意》

³ 商务部驻越南社会主义共和国大使馆经济商务处《未来越南需大量进口电力用煤和液化气》

2050 年可再生能源发电占比达到 67.5%-71.5%。根据越南政府估计,为实现 PDP8,预计至 2030 年需投资 1347 亿美元,其中电源投资约 1198 亿美元(平均 120 亿美元/年),电网投资约 149 亿美元(平均 15 亿美元/年);2031-2050 阶段需投资 3992-5231 亿美元。

越南可再生能源开发潜力充足,鼓励外商投资能源项目。根据世界资源研究所《越南可再生能源项目开发投资指南》评估,越南风能、太阳能储量丰富,开发潜力较大,陆上海风开发潜力约 217GW,海上风电开发潜力超过 160GW,地面光伏总潜力约 20GW,屋顶光伏总潜力约 2-5GW。根据越南《限制外商投资行业目录》,太阳能和风电项目(海上风电项目除外)被列为越南鼓励外商投资的行业,水电、海上风电和核能属于附条件准入行业。

图31:越南电厂项目投资审批流程图



资料来源:世界资源研究所《越南可再生能源项目开发投资指南》,国信证券经济研究所整理

我国对越南投资整体呈增长趋势,出海夯实产业链。根据商务部数据,2022 年中国对越南直接投资流量 17.0 亿美元,占对外直接投资流量的 1.0%,2018-2022 年 CAGR 约为 10.3%,直接投资存量 116.6 亿美元。据统计,2023 年上半年,中国对越投资项目 233 个,投资额 13 亿美元⁴。2023 年以来,比亚迪、天合光能、京东方等公司宣布了对越南的投资。据上海证券报统计,今年以来共有超过 50 家 A 股上市公司在越南投资项目或设立子公司,产业链布局越南扩大产能,并链接海外市场⁵。

⁴ 参考消息网《越媒:中越持续推进发展战略对接》

⁵ 上海证券报《今年以来逾 50 家 A 股公司“落子”越南》

图32：中国对越南直接投资流量（亿美元）


资料来源：Wind, 商务部, 国信证券经济研究所整理

云南、广西电网重启向越南供电。随着中越双边合作深化，2021年8月，越南电力集团提出恢复联网购电的需求，南方电网公司于2022年1月25日完成购售电协议签署，预计2022至2025年期间向越南北部出口约40亿度电量。2022年4月15日恢复中国文山方向越南河江省的联网线路运行，30日红河方向两回中越220千伏联网线路恢复供电，对越送电规模约60万千瓦⁶。广西电网与越南签署电力供应协议，向越南芒街市输送110kV电力，此次重启送电工作是时隔7年以来首次恢复。根据协议，从2023年5月至7月，广西将通过东兴深沟与越南芒街110kV电力联网线路对越送电，购电功率最高70MW，预计月供电量3000万千瓦时，第一阶段送电量近6800万千瓦时，电价为0.47元/kWh。11月14日，南方电网董事长孟振平与越南电力集团董事长邓黄安会谈，提出保障电力贸易合作持续长期稳定发展；进一步推进电网互联互通，在更大范围内实现电力供应余缺互济；加强在抽水蓄能、高压直流输电、新能源消纳等方面的务实合作⁷。

对越投资具有地缘优势。随着越南制造业快速发展，缺电问题逐渐凸显，对越能源投资或有新机会。集团及上市公司作为广西重要的能源公司，在对越投资方面具有地缘优势，未来有可能获得海外新能源项目。除此之外，随着广西电网恢复对越供电，可靠性电源需求也将相应增长。虽然公司运营的桂东电网无法直接对越供电，同时在与南网、国网的电力交易中净购入电力，但公司火电机组及桥巩电站可直接向南网供电，且随着桂东电网陆上风电的开发及未来120万千瓦的贺州抽蓄项目投产，桂东电网在短时间的电网调度和电力平衡方面仍可以发挥一定的作用。

⁶ 云南日报《中越电力贸易全面重启》

⁷ 南方电网报《南方电网董事长孟振平与越南电力集团董事长邓黄安会谈》

图33：我国与越南边界地图



资料来源：自然资源部《中华人民共和国地图》，国信证券经济研究所整理

盈利预测

假设前提

公司发电和售电业务受来水量影响较大，今年公司下属水电站流域来水情况较差，预计本年度水电发电量有所减少，售电业务中自发电量占比降低；煤价下行，火电业绩修复；新增光伏项目或将并网贡献上网电量；售电电价有所提高，但受水电发电量减少影响，自发电量占比降低。

我们的盈利预测基于以下假设条件：

水电：根据公司发展规划和项目资源储备情况，预计未来公司无新增水电装机，公司水电装机规模保持稳定。国家气候中心确认了2023年厄尔尼诺事件的形成，预计将持续到2024年1月，厄尔尼诺现象通常使我国南方降水偏多，当年冬季及次年夏季的影响强于当年夏季和当年秋季⁸。参考公司过往利用小时数情况及今年来水状况不佳现状，假设2023-2025年公司水电业务利用小时数分别为3385/4271/4495小时，其中2024年为2018-2022年水电利用小时数平均值下浮5%，25年及以后按照2018-2022年水电利用小时数平均值估计。电价方面，参考公司过往水电上网电价，假设公司水电站的上网电价（不包括向桂东电网售电部分）为0.2897元/kWh。

火电：根据公司发展规划和项目资源储备情况，预计未来公司无新增火电装机，公司火电装机规模保持稳定。参考公司过往利用小时数情况及今年电力供应形势

⁸ 央视网《国家气候中心：厄尔尼诺事件已形成 最暖年纪录或再被打破！》

偏紧，火电发挥“压舱石”作用，调用机会增加，假设2023-2025年公司火电业务利用小时数分别为4000/4000/4000小时；2023年煤价有所下行，预计2024年煤炭供应形势平稳，入炉煤价假设为1200/1100/1100元/吨。电价方面，按照燃煤标杆电价上浮20%计算，上网电价为0.5048元/kWh（含税），并从2024年起考虑容量电费收益，容量电价为165元/(kW·年)。

光伏：根据公司发展规划和项目资源储备情况，2023年在建21万千瓦项目建设周期为8个月，假设该项目2024年投产，自2025年起按每年新增装机2万千瓦计算。参考公司过往利用小时数及广西光伏平均利用小时数，假设2023-2025年公司光伏业务利用小时数分别为1050/1050/1050小时。电价方面，按照燃煤标杆电价下浮20%的保守估计。

风电：根据公司发展规划和项目资源储备情况，目前公司陆上风电已核准55万千瓦，假设2024年投产，2025年新增投产20万千瓦，后续每年新增10万千瓦，并为公司供电业务提供电量；假设2023-2025年海上风电装机容量为70/130/180万千瓦，后续每年新增10万千瓦，但不对供电业务提供电量。参考公司过往利用小时数及广西风电平均利用小时数，假设2023-2025年公司陆上风电业务利用小时数分别为2350/2350/2350小时，海上风电利用小时数分别为3000/3000/3000小时。电价方面，按照燃煤标杆电价下浮20%的保守估计。

配售电业务：公司新增自有电网落地后，预计未来公司售电量将持续增加，假设2023-2025年公司售电量增长率分别为5%/5%/5%；电价方面，2023年前三季度公司平均售电价格同比提高11.90%，假设2023年以后平均售电价格（仅为桂东电网售电价格，不包括火电和水电桥巩电站等）按照公司过往售电价格提升10%，假设为0.6664元/kWh（含税）；外购电价格按照过往水平假设为0.42元/kWh。

油品业务投资收益：公司完成资产重组后，持有广西永盛石化股权比例降低至49%，脱离并表范围。2022年公司油品业务营业收132.22亿元，营业成本128.29亿元，实现经营净利润0.23亿元。参考公司过往油品业务营收及成本情况，假设2023年油品业务利差不变，业务规模分别降低5%/5%/5%。

公允价值变动：公司持有2.06亿股国海证券（000750.SZ）股票，公允价值变动将对公司盈利产生较大影响。公司2023前三季度公允价值变动为0.92亿元。我们保守估计，2023-2025年公司资产减值及公允价值变动分别为0.5/0/0亿元。

成本方面，主要考虑煤炭价格、风光项目投资成本、外购电成本等因素进行假设，同时销售费用率、研发费用率、管理费用率、所得税率较为稳定，参考公司过往水平进行设定。

表8: 公司发电、售电业务关键假设及测算

	2022	2023E	2024E	2025E
水电业务				
装机（MW）	857.6	857.6	857.6	857.6
售电量（亿千瓦时）	38.1	28.6	36.0	37.9
售电单价（元/千瓦时，含税）	0.29	0.29	0.29	0.29
收入（百万）（含内部抵扣）	878	654	838	867
毛利率	49%	34%	46%	48%
火电业务				
装机（MW）	700.0	700.0	700.0	700.0
售电量（亿千瓦时）	26.3	26.2	26.2	26.2
售电单价（元/千瓦时，含税）	0.50	0.50	0.50	0.50
收入（百万）	1142	1168	1284	1284
毛利率	-7%	0%	15%	15%
光伏业务				
装机（MW）	20	20	230	250

售电量（亿千瓦时）	0.2	0.2	1.3	2.5
售电单价（元/千瓦时，含税）	0.73	0.34	0.34	0.34
收入（百万）	14	6	39	75
毛利率	30%	19%	27%	28%
风电业务				
装机（MW）		1250	2050	
售电量（亿千瓦时）		16.3	43.5	
售电单价（元/千瓦时，含税）		0.34	0.34	
收入（百万）（含内部抵扣）		415	1128	
毛利率		42%	43%	
配售电业务				
供电电量（亿千瓦时）	37.2	39.0	41.0	43.0
售电电价（元/千瓦时，含税）	0.61	0.67	0.67	0.67
外购电价（元/千瓦时）	0.42	0.42	0.42	0.42
收入（百万）	1993	2209	2320	2436
毛利率	21%	23%	30%	41%
油品业务（投资收益）				
营业收入（百万）	13222	12561	11933	11336
营业成本（百万）	12829	12188	11578	10999
期间费用（百万）	416	402	382	363
营业利润（百万）	-23	-28	-27	-26
公允价值变动				
资产减值及公允价值变动（百万）	-496	50	0	0

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和测算

未来 3 年盈利预测

按上述假设条件，同时考虑公司上半年来水情况较差，供电价格提高，以及油品业务脱离并表范围，我们预计 2023-2025 年公司营业收入分别为 40.93/49.48/58.40 亿元，同比增速-77%/21%/18%，其中 2023 年营业收入大幅下降的主要原因是油品业务脱离并表范围；归母净利润分别为 0.68/3.71/5.04 亿元，同比增长-131%/446%/36%；2023-2025 年 EPS 分别为 0.05/0.25/0.34 元。

表9: 未来 3 年盈利预测表（百万元）

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	17435	4093	4948	5840
营业成本	16146	3356	3472	3733
销售费用	230	54	65	77
管理费用	252	81	92	104
财务费用	586	360	438	564
营业利润	-216	338	1005	1482
利润总额	-202	351	1018	1496
归属于母公司净利润	-223	68	371	504
EPS	-0.18	0.05	0.25	0.34
ROE	-7.2%	2.4%	11.9%	14.5%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所预测

盈利预测的敏感性分析

我们的预测模型中，2023 年公司水电项目平均利用小时假设为 3385 小时，水电上网电价 0.2897 元/kWh（含税）。现将公司 2023 年的归母净利润与水电利用小时、水电上网电价做敏感性分析，水电利用小时数在原始值的基础上提高 50 小时，会使归母净利润较原始估值提升 9%；电价在原始值的基础上上浮 0.01 元/千瓦时，就会使归母净利润较原始估值提升 14%。

表10: 2023年归母净利润随水电售电电价及水电利用小时的敏感性分析 (百万元)

归母净利润	水电售电电价 (元/千瓦时)				
	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31
水电利用 小时数 (h)	3285	37.8	46.7	55.3	64.4
	3335	43.9	52.9	61.6	70.9
	3385	50.0	59.1	67.9	77.3
	3435	56.1	65.3	74.3	83.9
	3485	62.2	71.6	80.7	90.4

资料来源: 国信证券经济研究所预测

2023年公司火电项目平均利用小时假设为4000小时, 入炉煤价假设为1200元/吨, 现将公司2023年的归母净利润与火电利用小时数、入炉煤价做敏感性分析, 火电利用小时数在原始值的基础上提高50小时, 会使归母净利润较原始估值提升2%; 入炉煤价在原始值的基础上降低50元/吨, 会使归母净利润较原始估值提升44%。

表11: 2023年归母净利润随入炉煤价及火电利用小时的敏感性分析 (百万元)

归母净利润	入炉煤价 (元/吨)				
	1050	1100	1150	1200	1250
火电利用 小时数 (h)	3900	123.8	94.4	65.0	35.6
	3950	126.0	96.3	66.5	36.7
	4000	128.2	98.1	67.9	37.8
	4050	130.5	99.9	69.4	38.9
	4100	132.7	101.8	70.9	40.0

资料来源: 国信证券经济研究所预测

我们假设2023年公司供电业务售电价格为0.6664元/kWh(含税), 外购电价格为0.42元/kWh, 现将公司2023年的归母净利润与供电业务售电价格、外购电价格做敏感性分析, 供电业务售电价格在原始值基础上上浮到0.68元/kWh, 会使归母净利润较原始估值提升24%; 外购电价格在原始值基础上下浮0.01元/kWh, 会使归母净利润较原始估值提升16%。

表12: 2023年归母净利润随供电业务售电价格及外购电电价的敏感性分析 (百万元)

归母净利润	供电电价 (元/千瓦时, 含税)				
	0.65	0.66	0.6664	0.68	0.69
外购电电 价 (元 /kWh)	0.40	70.1	82.2	90.0	106.5
	0.41	59.0	71.2	78.9	95.4
	0.42	48.0	60.1	67.9	84.4
	0.43	37.0	49.1	56.9	73.4
	0.44	25.9	38.1	45.9	62.4

资料来源: 国信证券经济研究所预测

估值与投资建议

考虑公司的业务特点, 我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值：4.17-4.84 元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为 40%，10 年期的日度数据计算贝塔系数为 1，无风险利率采用 10 年期国债到期收益率 3.0%，风险溢价为 7.42%，债务资本成本为 4.5%，计算得出 WACC 值为 10.14%。

FCFF 估值结果：在永续增长率为 0.5% 的假设条件下，测算出广西能源对应每股权价值为 4.17-4.84 元，高于目前股价 9%-27%。

表13: 公司盈利预测假设条件 (%)

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入增长率	2.1%	-76.5%	20.9%	18.0%
毛利率	7.4%	18.0%	29.8%	36.1%
管理费用/营业收入	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
销售费用/营业收入	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
研发费用/营业收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
营业税及附加/营业收入	0.43%	0.43%	0.43%	0.43%
所得税税率	25.4%	25.0%	25.0%	25.0%
股利分配比率	0.0%	30.0%	30.0%	30.0%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所假设

表14: 资本成本假设

无杠杆 Beta	1	T	25%
无风险利率	3.00%	Ka	10.42%
股票风险溢价	7.42%	有杠杆 Beta	2.33
公司股价 (元)	3.82	Ke	20.29%
发行在外股数 (百万)	1466	E / (D+E)	40.0%
股票市值 (E, 百万元)	5365	D / (D+E)	60.0%
债务总额 (D, 百万元)	9514	WACC	10.14%
Kd	4.5%	永续增长率 (10 年后)	0.5%

资料来源：国信证券经济研究所假设

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，表 19 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表15: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)

		WACC 变化				
		9.90%	10.00%	10.14%	10.30%	10.40%
永续增长率变化	0.8%	5.21	5.02	4.77	4.49	4.32
	0.7%	5.11	4.93	4.68	4.41	4.24
	0.6%	5.02	4.84	4.60	4.33	4.16
	0.5%	4.93	4.75	4.51	4.25	4.08
	0.4%	4.84	4.67	4.43	4.17	4.01
	0.3%	4.76	4.58	4.35	4.09	3.93
	0.2%	4.67	4.50	4.27	4.02	3.86

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：4.56-4.81元

公司在原有发电及配售电业务和剥离油品业务的基础上,开拓新能源第二成长极,大力发展风电光伏业务,选择南网旗下综合能源服务公司南网能源、分布式光伏运营商芯能科技、以配售电业务为基石,发力综合能源的三峡水利、以配售电和配电网综合能源为主要业务的涪陵电力、同在广西,积极参与售电侧改革的电力运营商桂冠电力作为可比公司。可比公司2023-2025年对应的PE估值均值分别为27/18/15X。根据我们测算,2024年公司归母净利润为3.71亿元。考虑到公司2024年水电有望转好,风电业务规模快速增长,有望在2024年投产的装机容量比例较高,且陆上风电可直接向公司运营的桂东电网供电,有望提高公司配售电业务的盈利能力,参考可比公司估值水平,给予公司2024年18-19倍PE,对应权益市值66.8-70.5亿元,对应4.56-4.81元/股合理价值,较目前股价有19%-26%的溢价空间。

表16: 可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值		EPS				PE			ROE	PEG	投资评级
			亿元		22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E			
003035.SZ	南网能源	5.30	200.8	0.15	0.15	0.25	0.34	38.8	35.33	21.2	15.6	9%	1.21	买入
603105.SH	芯能科技	11.41	57.1	0.38	0.48	0.64	0.77	38.5	23.8	17.8	14.8	11%	0.80	买入
600116.SH	三峡水利	7.62	145.7	0.25	0.31	0.47	0.6	34.4	24.6	16.2	12.7	4%	0.66	买入
600452.SH	涪陵电力	13.42	147.3	0.67	0.59	0.70	0.84	22.52	22.8	19.3	16.0	13%	4.29	无
600236.SH	桂冠电力	5.73	451.7	0.40	0.20	0.38	0.42	14.15	28.1	14.9	13.7	17%	-0.56	无
均值								29.7	26.9	17.9	14.6			

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理 注: 涪陵电力、桂冠电力取自Wind一致预期。

投资建议

综合上述估值,我们认为公司股票价值在4.56-4.81元之间,较当前股价有19%-26%的溢价。我们认为,公司配售电业务发展稳健,发电业务在现有水电、火电基础上大力发展风电业务开拓新能源第二成长极,剥离油品业务等不良资产后,公司收益质量改善,长期成长性向好,首次覆盖,给予“买入”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取绝对估值和相对估值方法计算得出公司的合理估值在4.56-4.81元之间,但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的,特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权资本成本(WACC)的计算、TV增长率的假定和可比公司的估值参数的选定,都加入了很多个人的判断:

- 1、可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长估计偏乐观,导致未来10年自由现金流计算值偏高,从而导致估值偏乐观的风险;
- 2、加权资本成本(WACC)对公司估值影响非常大,我们在计算WACC时假设无风险利率为3.0%、风险溢价7.42%,可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致WACC计算值较低,从而导致公司估值高估的风险;
- 3、我们假定未来10年后公司TV增长率为0.5%,公司所处行业可能在未来10年后发生较大的不利变化,公司持续成长性实际很低或负增长,从而导致公司估值

高估的风险；

4、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较，选取了可比公司 2023 年平均动态 PE 作为相对估值的参考，同时考虑公司增发的因素、公司成长性，对行业平均动态 PE 进行修正。

最终，参考业务发展模式相近的南网能源、芯能科技、三峡水利、涪陵电力、桂冠电力，可比公司 2023-2025 年对应的 PE 估值均值分别为 27/18/15X。考虑到公司 2024 年水电有望转好，风电业务规模快速增长，有望在 2024 年投产的装机容量比例较高，且陆上风电可直接向公司运营的桂东电网供电，有望提高公司配售电业务的盈利能力，参考可比公司估值水平，给予公司 2024 年 18-19 倍 PE。可能未充分考虑市场整体变化带来的估值偏高的风险。

盈利预测的风险

在对公司发电、售电业务的未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、公司电量供应部分来源为自有水电发电，但水电每年来水情况波动性较大，因此将直接影响供电紧张程度，若供电持续紧张，公司将增加外购电量以满足供电需求，售电业务成本将显著增加，造成经营利润下降的风险；
- 2、电源购电成本上升风险：公司自有电源不足，用户所需的部分电力需要通过外购方式予以解决。当电力供应紧缺时，公司组织外购电难度加大、综合购电成本上升，可能对公司电力保供、电力业务盈利能力产生不利影响；
- 3、公司水电自发电量受来水情况影响较大，若来水情况不及预期，则会导致公司水电发电业务业绩增长不及预期；
- 4、公司火电自发电量受煤价影响较大，若入炉煤价高于预期，则会导致公司火电成本高企，造成发电业务利润下降的风险；
- 4、公司开拓新能源发电业务，新增风电、光伏装机若不及预期将导致发电量预测偏高，项目毛利率下降，业绩增长不及预期。

经营及其它风险

- 1、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网电价受到政府的严格监管，未来随着电力改革的深入及竞价上网的实施，可能导致公司的上网电价水平发生变化，这将可能影响公司的盈利水平；
- 2、电力系统改革影响收益风险。根据《电力并网运行管理规定》，按照“谁受益、谁承担”的原则，用户要承担必要的辅助服务费用或按照贡献获得相应的经济补偿。随着新能源渗透率的提高，辅助服务费用的分摊或将上升，影响新能源收益；
- 3、油品业务周期性风险。公司油品业务虽然脱离并表范围，但仍持有广西永盛石化 49% 股权，油品业务收益依然会对公司盈利造成影响，成品油价格下降可能减少公司收益；
- 4、投资风险。公司持有较多国海证券（000750.SZ）股票，公司持有股票的公允价值变动将影响公司收益；
- 5、政策风险。电力市场化改革的持续推进，公司存量配售电业务发展面临较为严峻的外部环境和形势，业务和盈利模式面临调整的风险；

6、宏观经济下行风险。若宏观经济下行，将可能会影响电力消费需求，导致电力消纳不及预期；同时，电力供需格局偏松，将可能导致电价下行，影响公司收入和净利润水平；

7、行政处罚风险。2023年1月5日，证监会对公司2019年年报、2020年半年报涉嫌信息披露违法违规进行行政处罚，永盛石化等公司存在虚增营业收入和营业成本的违法事实。目前涉及行政处罚的秦敏（时任上市公司董事长兼总裁、永盛石化董事长）、利聪（时任上市公司董事、永盛石化董事兼总经理、桂盛能源执行董事、恒润筑邦董事长）、陆培军（时任上市公司董秘、永盛石化董事）等人均已不再担任公司董事会、监事会或高级管理人员职务。若未来再次出现类似情况，公司有受到行政处罚的风险。

8、公司增发2.09亿股于2023年12月21日解禁，若解禁股短期内集中抛售，会对公司股价带来较大波动。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E	利润表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E
现金及现金等价物	2710	2650	3519	3527	4099	营业收入	17080	17435	4093	4948	5840
应收款项	830	1230	289	349	412	营业成本	15723	16146	3356	3472	3733
存货净额	1521	1741	326	333	352	营业税金及附加	79	76	18	21	25
其他流动资产	1315	897	211	255	301	销售费用	246	230	54	65	77
流动资产合计	6397	6535	4371	4507	5232	管理费用	303	272	81	92	104
固定资产	11547	11075	8309	13577	15442	财务费用	549	586	360	438	564
无形资产及其他	492	466	440	414	389	投资收益	11	49	(14)	(13)	(13)
投资性房地产	2962	3029	1973	1973	1973	资产减值及公允价值变动	6	(496)	50	0	0
长期股权投资	392	377	319	275	236	其他收入	(103)	107	78	160	159
资产总计	21789	21482	15982	20745	23271	营业利润	94	(216)	338	1005	1482
短期借款及交易性金融负债	4559	5105	4538	5105	5105	营业外净收支	41	14	14	14	14
应付款项	2164	2259	423	432	457	利润总额	135	(202)	351	1018	1496
其他流动负债	2196	1987	375	386	410	所得税费用	36	(51)	88	255	374
流动负债合计	8919	9351	5337	5924	5972	少数股东损益	21	72	196	345	618
长期借款及应付债券	6860	5867	4976	8577	10256	归属于母公司净利润	79	(223)	68	371	504
其他长期负债	1574	1748	1539	1614	1627						
长期负债合计	8434	7615	6515	10191	11883	现金流量表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E
负债合计	17353	16966	11852	16114	17855	净利润	79	(223)	68	371	504
少数股东权益	1297	1414	1271	1513	1945	资产减值准备	97	502	(576)	(14)	(15)
股东权益	3140	3102	2859	3118	3471	折旧摊销	507	590	462	518	611
负债和股东权益总计	21789	21482	15982	20745	23271	公允价值变动损失	97	502	(576)	(14)	(15)
						财务费用	549	586	360	438	564
关键财务与估值指标	2021	2022	2023E	2024E	2025E	营运资本变动	(2518)	(316)	(405)	(92)	(79)
每股收益	0.06	(0.18)	0.05	0.25	0.34	其它	2786	234	1087	707	1025
每股红利	0.02	0.00	0.01	0.08	0.10	经营活动现金流	1047	1290	61	1476	2030
每股净资产	2.57	2.54	1.95	2.13	2.37	资本开支	(921)	(381)	(268)	(5176)	(2436)
ROIC	4.13%	3.57%	3%	7%	8%	其它投资现金流	175	4	(10)	(16)	(25)
ROE	2.51%	-7.19%	2.38%	11.89%	14.51%	投资活动现金流	(1328)	99	(220)	(5147)	(2422)
毛利率	8%	7%	18%	30%	36%	权益性融资	1540	250	0	0	0
EBIT Margin	5%	5%	17%	28%	34%	负债净变化	2382	(642)	(891)	3601	1679
EBITDA Margin	8%	8%	28%	39%	45%	支付股利、利息	(24)	0	(20)	(111)	(151)
收入增长	-9%	2%	-77%	21%	18%	其它融资现金流	(2440)	(252)	(567)	567	0
净利润增长率	-69%	-383%	-130%	446%	36%	融资活动现金流	1288	(1358)	(2062)	3680	964
资产负债率	86%	86%	82%	85%	85%	现金净变动	682	(59)	(2221)	9	572
股息率	0.4%	0.0%	0.3%	1.8%	2.5%	货币资金的期初余额	2027	2710	2650	3519	3527
P/E	76.8	(27.1)	106.8	19.6	14.4	货币资金的期末余额	2710	2650	429	3527	4099
P/B	1.9	1.9	2.5	2.3	2.1	企业自由现金流	0	500	306	(3700)	(402)
EV/EBITDA	17.6	16.4	16.6	12.2	9.6	权益自由现金流	0	(393)	(1422)	139	854

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12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（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	买入	股价表现优于市场代表性指数20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
	行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		低配	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户提供。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032