

三峡水利 (600116. SH)

以配售电为基石，发力综合能源

买入

核心观点

以配售电业务为基础，打造一流综合能源公司。公司主营业务为电力生产供应等业务，近年来公司积极拓展综合能源业务，明确提出在“十四五”期间，公司将建成以配售电为基础的一流综合能源公司。随着水电装机容量及售电量规模增长，公司营业收入持续增长，但归母净利润则受锰矿价格、水电发电量和公允价值变动收益变化而有所波动。2022年，公司实现营业收入110.93亿元(+9.00%)，归母净利润4.76亿元(-44.95%)。

三峡集团唯一配售电业务平台，大力支持公司主业发展。公司为三峡集团以配售电为主业的唯一上市公司平台，有望依托集团电力资产布局，密切协同集团产业发展。同时依托三峡集团的客户资源渠道，进一步拓展售电、综合能源服务、储能业务。

电力市场化改革推进，综合能源行业迎来发展机遇。近年来，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。此外，电力市场化改革打开电价上浮范围，新型电力系统建设致电价上浮及“双碳”政策下能耗管控推进，工商业企业用能成本增加，推动综合能源服务行业加速发展。此外，负电价现象利好“配售电+储能”产业发展。

持续夯实存量配售电产业，发展基本盘稳固。随着公司持续拓展配售电业务区域和大力发展市场化售电业务，同时电源保障不断增强，预计公司销售电量及电力销售收入规模将不断扩张。根据公司规划，到2025年，公司销售电量超过1000亿千瓦时，其中市场化售电800亿千瓦时。

综合能源与新能源业务加快发展，拓展增量利润来源。公司集中优势资源围绕“源网荷储一体化”以及“优质大用户”两大重点场景，大力拓展综合能源业务市场，同时公司大力发展战略性光伏、储能、电动重卡、电池资产管理业务，实现业务协同发展。公司促进售电业务与综合能源业务协同共进，依托配售电业务导流，发展综合能源业务资源和渠道优势突出。

盈利预测与估值：由于公司一季度来水情况较差及售电业务发展趋缓，下调盈利预测。我们预计2023-2025年公司归母净利润分别为8.56、12.09、14.48亿元（原预测值为11.53、14.88、18.92亿元），EPS分别为0.45、0.63、0.76元。通过多角度估值，预计公司合理估值11.20-12.09元，相对目前股价有22%-31%溢价，维持“买入”评级。

风险提示：电价大幅下降，购电成本大幅增加，综合能源业务进度不及预期。

盈利预测和财务指标

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	10,177	11,093	12,411	16,157	20,657
(+/-%)	93.6%	9.0%	11.9%	30.2%	27.9%
净利润(百万元)	865	476	856	1209	1448
(+/-%)	39.5%	-44.9%	79.8%	41.1%	19.8%
每股收益(元)	0.45	0.25	0.45	0.63	0.76
EBIT Margin	11.3%	6.5%	9.2%	9.1%	8.7%
净资产收益率(ROE)	7.9%	4.3%	7.4%	9.8%	11.0%
市盈率(PE)	20.4	37.0	20.6	14.6	12.2
EV/EBITDA	16.2	21.6	16.6	14.6	13.1
市净率(PB)	1.61	1.59	1.52	1.43	1.34

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：郑汉林

0755-81982169

zhenghanlin@guosen.com.cn

S0980522090003

基础数据

投资评级

买入(维持)

合理估值

11.20-12.09元

收盘价

9.21元

总市值/流通市值

17611/14516百万元

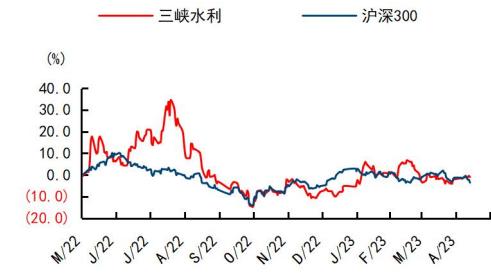
52周最高价/最低价

12.62/7.84元

近3个月日均成交额

124.62百万元

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

《三峡水利(600116.SH)-业绩短期承压，综合能源业务持续推进》——2023-04-21

《三峡水利(600116.SH)-来水较差导致三季度净利润同比减少，综合能源服务商雏形初显》——2022-11-06

内容目录

配售电业务经营稳健，拓展综合能源业务	5
三峡水利：以配售电业务为基础，打造一流综合能源公司	5
收入规模持续扩张，盈利能力有望迎来改善	6
三峡集团唯一配售电业务平台，“十四五”期间主业发展提速	9
电力市场化改革推进，综合能源行业迎来发展机遇	12
电力市场化改革推进，电力行业市场化程度提升	12
综合能源服务行业方兴未艾，市场空间广阔	14
电价上浮及能耗管控，综合能源服务行业加速发展	17
配售电主业稳步向前，综合能源及新能源业务发展打开成长空间	21
持续夯实存量配售电产业，发展基本盘稳固	21
综合能源与新能源业务加快发展，拓展增量利润来源	23
盈利预测	28
假设前提	28
未来 3 年盈利预测	29
盈利预测的敏感性分析	29
估值与投资建议	30
绝对估值：11.20-12.45 元	30
绝对估值的敏感性分析	31
相对法估值：11.19-12.09 元	31
投资建议	31
风险提示	31
附表：财务预测与估值	34

图表目录

图1: 公司未来大力发展的三大业务方向	5
图2: “十四五”期间公司打造四大产业平台	5
图3: 公司发供电业务模式	5
图4: 公司主营业务收入结构	6
图5: 公司营业收入及增长率情况 (亿元)	7
图6: 公司归母净利润及增长率情况 (亿元)	7
图7: 公司水电装机容量情况 (MW)	7
图8: 公司售电量及增长率情况	7
图9: 公司毛利率、净利率情况	8
图10: 公司各项业务毛利率情况	8
图11: 公司三项费用率情况	8
图12: 公司杜邦分析及 ROE 情况	8
图13: 公司资产负债率情况	9
图14: 公司现金流情况 (亿元)	9
图15: 公司股权结构图	10
图16: 全国电力市场化交易电量及占比情况	13
图17: 山东电力现货市场电价走势 (元/MWh)	14
图18: 综合能源服务基本架构	15
图19: 综合能源服务在工业商业中的应用场景	15
图20: 综合能源服务公司营利模式结构图	17
图21: 工商业用户能源服务商将成为新型电力系统建设的受益者	17
图22: 江苏省电力市场年度交易情况	18
图23: 广东省电力市场年度交易情况	18
图24: 2021年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表	19
图25: 三峡水利发电、供电业务发展布局情况	21
图26: 公司市场化售电区域分布情况	22
图27: 公司电力销售收入及增长率情况	23
图28: 公司销售电量未来增长情况 (亿千瓦时)	23
图29: 公司万州经开区九龙园热电联产项目实景	24
图30: 公司“1+6+N”整体综合能源管家方案	24
图31: 公司用户侧储能项目实景	25
图32: 公司电动重卡充换储用一体化经营模式	26
图33: 公司电动重卡全国布局情况	26
图34: 电池全生命周期价值利用流程图	27

表1: 《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》核心要点梳理	12
表2: 工商业用户电力市场化政策梳理	12
表3: 综合能源服务的主要业务模式梳理	16
表4: 南网能源合同能源管理各项业务盈利模式	16
表5: 部分省份电力市场年度交易结果 (元/KWh)	18
表6: “双碳”工作意见中提出的主要目标	18
表7: 多地出台有序用电的政策举措	19
表8: 公司市场化售电业务主体情况	22
表9: 公司新增电源项目情况	23
表10: 公司分布式光伏项目情况	25
表11: 2023年以来公司新获独立储能项目情况	25
表12: 公司售电业务关键假设及测算	28
表13: 公司电解锰业务关键假设及测算	28
表14: 综合能源业务关键假设及测算	29
表15: 未来3年盈利预测表 (百万元)	29
表16: 2023年归母净利润随电价及利用小时的敏感性分析 (亿元)	30
表17: 公司盈利预测假设条件 (%)	30
表18: 资本成本假设	30
表19: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)	31

配售电业务经营稳健，拓展综合能源业务

三峡水利：以配售电业务为基础，打造一流综合能源公司

重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司起源于 1929 年成立的万县市电业公司。1994 年，经四川省经济体制改革委批准，公司改制成为股份有限公司，并于 1997 年在上交所上市。2020 年，公司完成重大资产重组，收购重庆长电联合能源控股权和重庆两江长兴电力 100% 股权，完成重庆区域地方配售电企业整合，业务发展区域由重庆万州拓展至其他区域。2021 年，公司发布《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》，明确提出在“十四五”期间，公司将紧扣配售电、综合能源、新能源三大业务，持续夯实存量配售电产业，积极打造四大产业发展平台，稳步推进产业延伸，建成以配售电为基础的一流综合能源上市公司。

图1：公司未来大力发展的三大业务方向



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

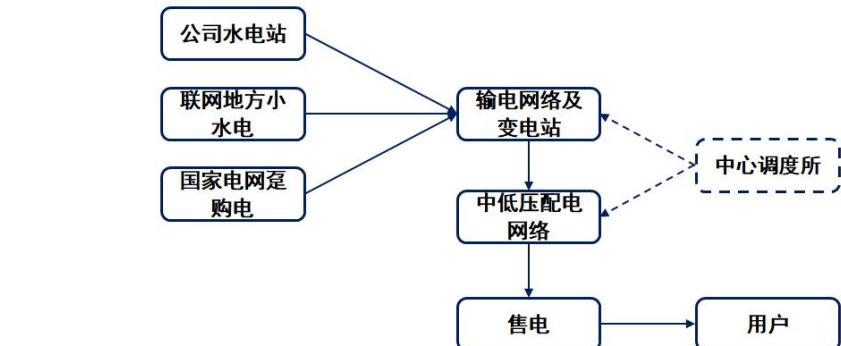
图2：“十四五”期间公司打造四大产业平台



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司主营业务为电力生产、供应以及综合能源服务等业务。其中，电力生产为公司自有水电项目发电，所发电量主要通过公司的配电网络销售给重庆万州、涪陵、黔江等供电区域内电力用户，截至 2022 年，公司水电装机容量为 75 万千瓦。电力供应业务方面，公司除销售自发水电外，还从国家电网、南方电网、网内其他电力生产单位购进电力，通过公司配电网络销售给终端用户；目前，公司骨干电网覆盖重庆市多个区县，并与重庆市、贵州省、湖南省、湖北省等电网联网运行，供电区域划分明确。

图3：公司发供电业务模式

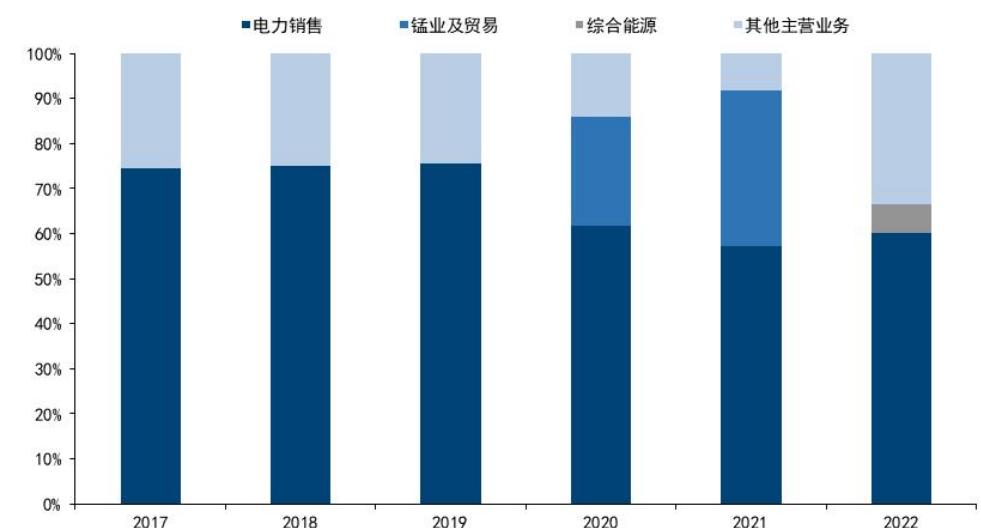


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

综合能源服务业务：公司立足用户用能特性和低碳降耗需求，引进“源网荷储”理念、发挥能源服务专长，投资并运营用户侧分布式能源站（天然气分布式能源站、分布式光伏等）、储能设施，同时从综合供能、节能改造等入手开展合同能源管理，积极探索用户综合能源创新服务。公司综合能源服务业绩驱动因素为项目投资收益增加和运营期获取的相关收益增加。

公司收入主要来自电力销售业务，综合能源业务开始落地。2022年，公司电力销售、综合能源、其他主营业务收入分别为66.62、7.03、37.04亿元，占比分别为60.18%、6.35%、33.46%，电力销售为公司主要的收入来源。在电力销售业务中，发电、供电收入分别为9.75、56.84亿元，占公司主营业务收入的比例分别为8.81%、51.35%。此外，2022年公司综合能源业务逐步落地，实现利润0.51亿元，主要为万州经开区九龙园热电联产项目顺利投产实现利润。

图4：公司主营业务收入结构

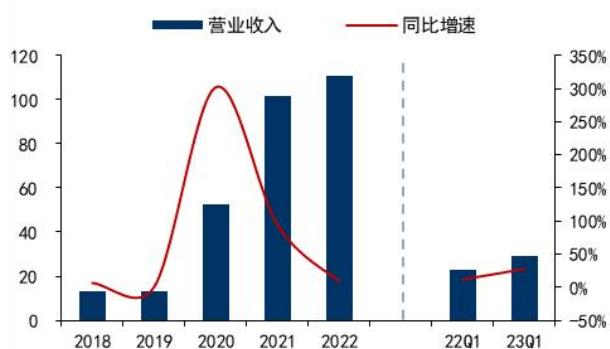


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

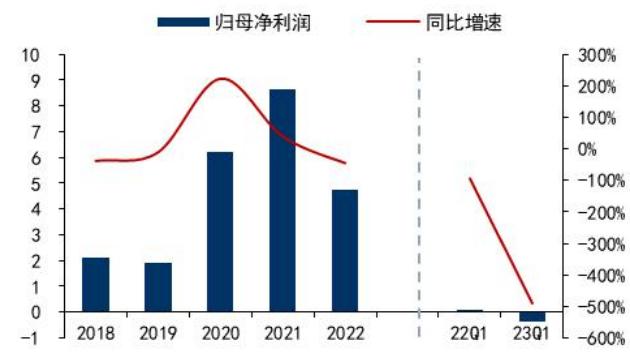
收入规模持续扩张，盈利能力有望迎来改善

营业收入持续增长，净利润增速有所下降。随着公司资产重组完成，水电发电装机容量增加以及售电量规模增长，公司营业收入持续增长。2022年，公司实现营业收入110.93亿元(+9.00%)，这主要得益于售电量增加和综合能源业务收入增长。2022年，公司售电量135.72亿千瓦时，同比增长2.67%。由于公司所属水电站流域来水偏枯致发电量大幅下降、电解锰产销量和全资子公司电力投资公司持有的上市公司涪陵电力股票公允价值变动收益下降影响，公司归母净利润大幅下降，2022年公司实现归母净利润4.76亿元(-44.95%)，实现扣非归母净利润3.89亿元(-47.46%)。

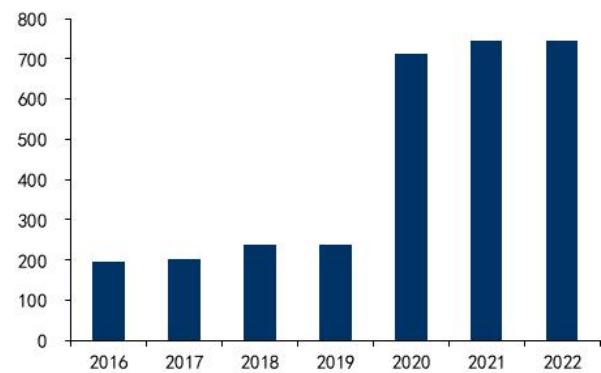
业绩短期仍承压，静待来水恢复及综合能源业务发展推动盈利增长。2023年一季度，公司实现营业收入29.43亿元(+27.89%)，归母净利润-0.38亿元(-489.51%)，扣非归母净利润-0.70亿元(-152.09%)，公司归母净利润大幅下滑主要系自发水电量同比减少3.13亿千瓦时、外购电均价同比上升、联营企业重庆天泰能源集团有限公司投资收益同比下降等因素影响所致。

图5：公司营业收入及增长率情况（亿元）


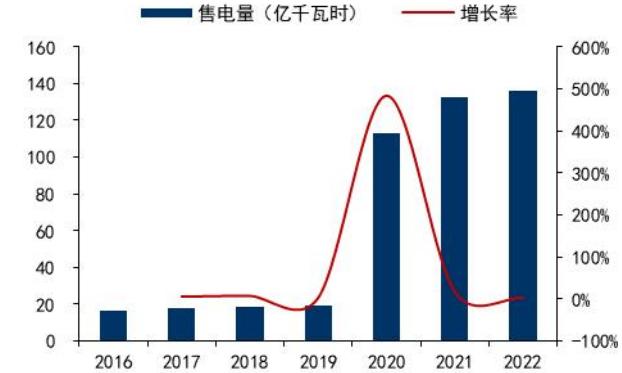
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图6：公司归母净利润及增长率情况（亿元）


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

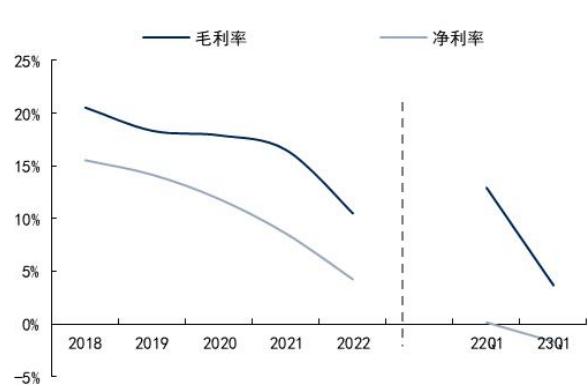
图7：公司水电装机容量情况（MW）


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

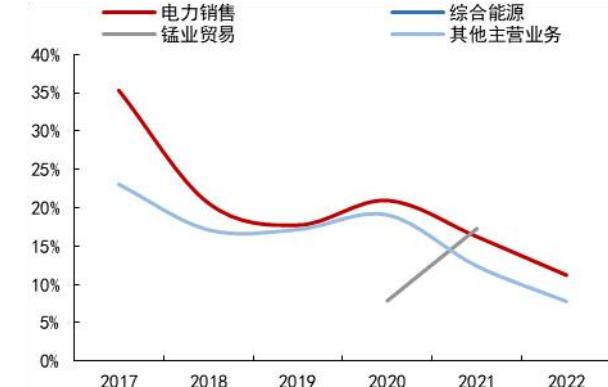
图8：公司售电量及增长率情况


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

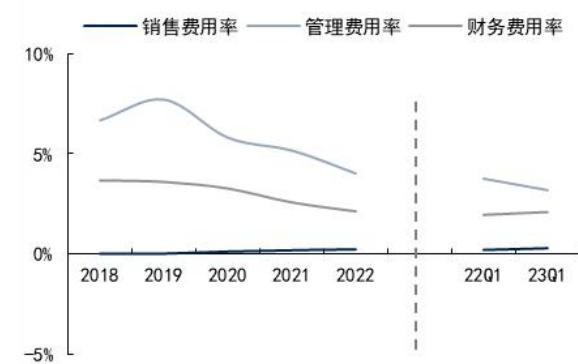
毛利率、费用率下行，盈利能力有所弱化。受毛利率较低的供电业务占比增加以及锰矿价格下行、自发水电量下降等因素影响，公司毛利率呈现下降趋势。2022年，公司毛利率为10.50%，同比减少6.02pct。费用率方面，公司加强费用管控，管理费用率、财务费用率均有所下降，2022年公司管理费用率、财务费用率分别为4.01%、2.12%，分别同比减少1.15、0.45pct。从净利率和ROE等盈利能力指标来看，由于公司毛利率下降，公司净利率、ROE均有所下降，2022年，公司净利率、ROE分别为4.24%、4.32%，分别同比减少4.34、3.89pct。随着公司大力发展综合能源、新能源等业务，预计公司盈利水平将有所改善。

图9：公司毛利率、净利率情况


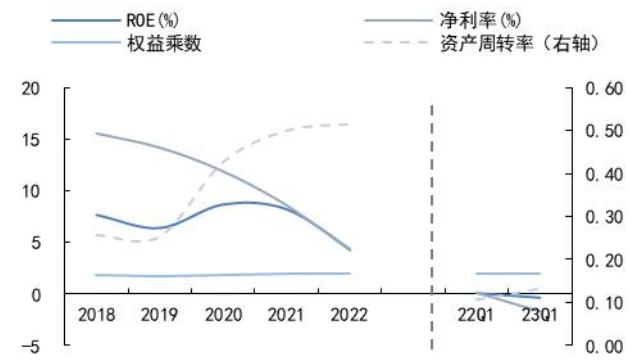
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图10：公司各项业务毛利率情况


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

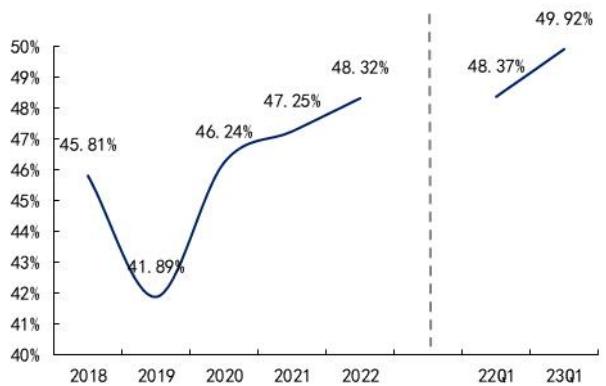
图11：公司三项费用率情况


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

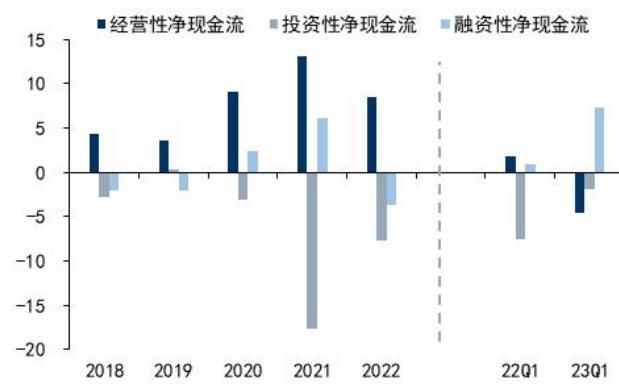
图12：公司杜邦分析及ROE情况


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

资产负债率小幅提升，经营性现金流有所下降。2022年，公司资产负债率为48.32%，较2021年底的47.25%增加1.07pct，公司资产负债率处于较为合理水平，预计未来随着公司加快推进综合能源、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8.55亿元，同比下降35.00%，主要系主营业务毛利减少所致；投资性净现金流出7.70亿元，同比显著下降，主要系出售上市公司涪陵电力股票以及同比减少联营企业投资支出和购建固定资产支出所致；筹资性净现金流-3.68亿元，较上年同期减少，主要系减少项目贷款收到的现金以及退回票据保证金减少且支付票据保证金增加所致。

图13: 公司资产负债率情况


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图14: 公司现金流情况 (亿元)


资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

三峡集团唯一配售电业务平台，“十四五”期间主业发展提速

公司实控人为国务院国资委，控股股东为长江电力。目前，长江电力、三峡电能、长电资本、三峡资本、长电投资分别持有公司 13.73%、2.51%、2.26%、2.12%、1.63%股权，长江电力及其一致行动人合计持有公司 22.24%股权，长江电力为公司控股股东。长江电力与长电资本、长电投资、三峡电能、三峡资本同受三峡集团控制，三峡集团为国务院国资委履行出资人职责的公司，因而公司实际控制人为国务院国资委。

三峡集团明确采取多种方式支持公司发展，助力公司配售电主业发展。2020 年，三峡集团出具《中国长江三峡集团有限公司关于支持重庆三峡水利电力（集团）股份有限公司未来发展的有关意见》，明确配售电是三峡集团实施水电“两端延伸”发展的重要战略布局，三峡水利为三峡集团以配售电为主业的唯一上市公司平台，将积极支持三峡水利发展。具体支持措施如下：

(1) 推动“三峡电”入渝，支持降低综合供电成本，并通过投资并购及电力市场交易等多种方式，为公司提供优质低价的电源支撑。根据重庆市发改委、能源局发布的《关于 2020 年新增三峡电入渝分配有关事宜的通知》，2020 年新增三峡电入渝全部留存三峡库区，万州区分配电量 13.98 亿千瓦时，涪陵区分配电量 3.4 亿千瓦时。新增三峡电丰富了公司电源来源，公司售电规模持续增加。

(2) 支持公司优先参与集团内长江大保护项目。支持三峡水利发挥专业优势，参与三峡集团开展实施的长江大保护（水环境治理、水污染防治、水生态修复）项目，对其中涉及的配售电、微网、分布式能源等项目投资、建安及运维等业务，在履行相应合规程序后，支持三峡水利按照市场化方式优先参与实施。

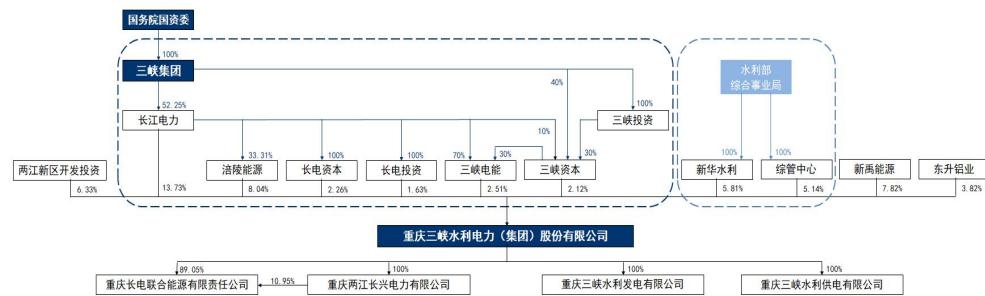
(3) 支持三峡水利按照市场化方式参与三峡集团范围内的水电检修、维护业务。2020 年，三峡水利与长江电力就乌东德电站、白鹤滩电站等集团范围内的流域电站相关运维检修项目签订了一系列服务协议，合同金额近 1 亿元。

(4) 支持公司参与集团内存量配售电资产及托管运营等业务。三峡集团范围内的存量配售电资产及托管运营等业务，在履行相应合规程序后，按市场化方式逐步注入或优先交由三峡水利参与实施。

公司背靠三峡集团，有望依托三峡集团的电力资产布局，密切协同三峡集团产业发展，在电力市场交易中获得三峡集团控股或参股的电能资源，实现产业链协同

发展。此外，公司可依托三峡集团的客户资源渠道，进一步拓展售电、综合能源服务、储能业务，助力公司主业发展规模持续增长。

图15：公司股权结构图



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

“十四五”期间，公司将持续向一流综合能源公司迈进。根据公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》，“十四五”期间，公司将聚焦主业，管好存量，抓好增量，以现有配售电产业为基础，开拓能源高效利用及能源生态系统集成业务，不断提升内外部资源整合能力、协同发展能力和技术创新能力，将公司打造成为主业突出、产业协同的综合能源公司。

公司“十四五”总体发展目标：公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》提出，力争到“十四五”末，公司存量配电业务发展基础进一步夯实、经营效益进一步增长；增量配售电业务规模显著增长、成为行业标杆；综合能源业务实现跨越式发展，与配售电业务密切协同、互相促进，成为细分领域的头部企业和排头兵；新能源业务布局精准，成为具有自身特色和核心竞争力的运营商；产业延伸业务稳步开拓，对三大主业形成强有力补充。预计到2025年，公司销售电量将超过1000亿千瓦时，其中市场化售电量超800亿千瓦时；总资产超过320亿元；营业收入超过150亿元。

配售电业务：根据公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》，“十四五”期间，公司将采取优化完善网架结构、稳步拓展电力市场、加强精细化管理和安全管理、强化电源保障、构建智慧配电网管理平台、有序推进供区内公共充电设施发展等举措做好存量配售电业务资产提质增效；同时，公司将大力开展市场化售电业务，积极开拓新增配电业务，推进配售电业务向外拓展，逐步实现走出重庆、辐射西南、开拓华东并大力布局“长江经济带”售电市场的发展目标。

综合能源业务：根据公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》，“十四五”期间，公司将以综合能源公司为主体，集中优势资源，打造公司综合能源发展平台。依托配售电业务基础，发挥产业协同作用，扎实开发综合能源市场，推进区域型天然气热电联产等特色化综合能源示范项目，对用户所属行业打造不同应用场景的综合能源示范项目并加以推广，拓展智慧能源商业中心、“低碳社区”及园区型综合能源服务等应用场景。此外，公司将加强储能等新技术储备和新业态研究，并有效整合多方资源，提升综合能源服务价值创造能力。

新能源业务：根据公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》，“十四五”期间，公司将积极打造新能源开发运营平台，以协同三峡集团新能源产业

为主。公司将以“自营”和“新能源项目增值服务”为重要方向发展新能源业务，对于与公司配售电产业协同程度高、互补性强、效益促进作用明显的新能源项目采用自营方式经营，同时通过开展市场资源开发、工程建设/BT服务、运维服务、储能解决方案等增值服务参与其他新能源项目服务。

延伸业务：根据公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》， “十四五”期间，公司将紧密围绕主业开展产业延伸业务，持续打造和夯实主业服务能力。一是抓好公司内外工程市场，积极开拓以电为主的工程业务；二是发挥专业优势，打造优质服务，稳步拓展集中运检业务；三是以服务主业为中心，积极开展供应链业务；四是稳健开展战略投资和财务投资业务，提升公司新业务布局能力和效益。

整体而言，公司“十四五”期间战略发展目标明确，拟采取规模化发展配售电业务、特色化拓展综合能源业务、差异化开拓新能源业务、开展产业延伸业务等发展策略实现公司战略目标，预计公司配售电业务有望持续稳健发展，而综合能源、新能源等业务将为公司带来增量业绩来源。

电力市场化改革推进，综合能源行业迎来发展机遇

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”)，开启新一轮电改。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本轮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。近年来，推动电力市场化改革的政策持续出台，引导电价形成机制、电力交易机制市场化发展，并推动配售电业务逐步放开。

表1：《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。
	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。
改革和规范电网企电网企业不再以上网和销售电价价差作为主要收入来源，按照政府核定的输配电价收取过网业运营模式	费。
	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产业园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

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2：工商业用户电力市场化政策梳理

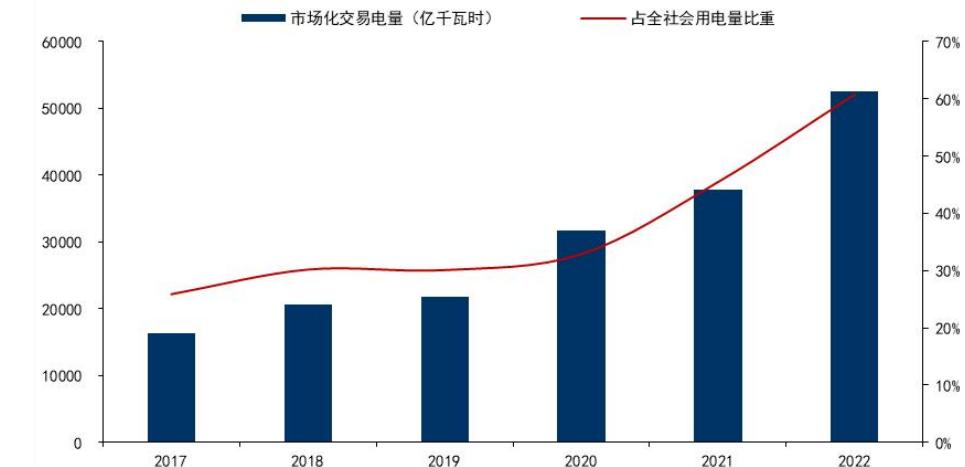
时间	机构	政策文件	主要内容
2015年3月	中共中央、国务院	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	按照接入电压等级，能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格。

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

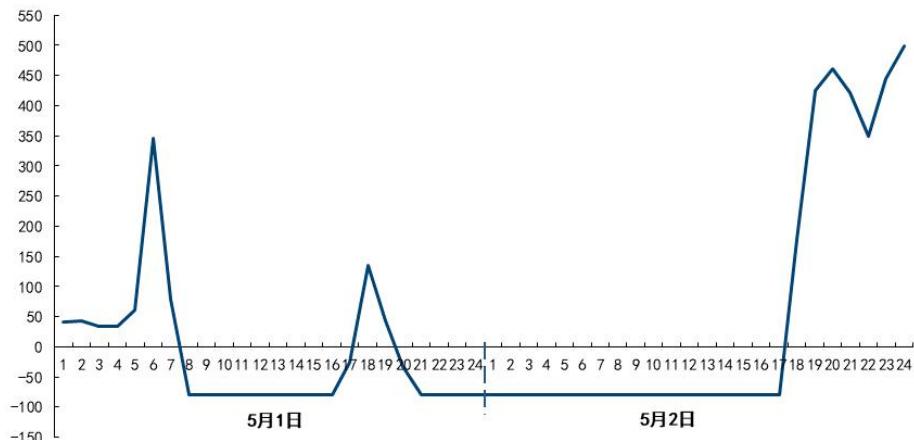
电力市场化交易电量持续增加，电力市场化改革成效逐步显现。电力市场化交易是本轮电力改革的重点内容，随着9号文以及1439号文政策逐步落地，全国市场化交易电量由2017年的16324亿千瓦时增至2022年的52543亿千瓦时，期间年复合增长率达26.34%，呈快速增长态势，且2022年市场化交易电量占全社会用电量的比重为60.8%，同比提高15.4pct。预计未来随着10kv以上的工商业用户全部参与电力市场交易，电力市场化交易规模将进一步扩张。

图16：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

负电价现象开始发生，利好“配售电+储能”产业发展。现货市场建设是电力市场改革的内容之一，而随着电力现货市场建设推进以及新能源装机占比提升，负电价现象开始产生。2023年5月1日-5月2日期间，山东电力现货市场首次连续出现22小时负电价，预计随着未来新能源装机占比持续提升后，负电价现象可能更为普遍。负电价现象下，电价波动增加，而配售电企业可通过配套储能设施，利用电价波动实现更高收益，因而未来更多负电价现象产生，将利好“配售电+储能”产业发展。

图17: 山东电力现货市场电价走势 (元/MWh)


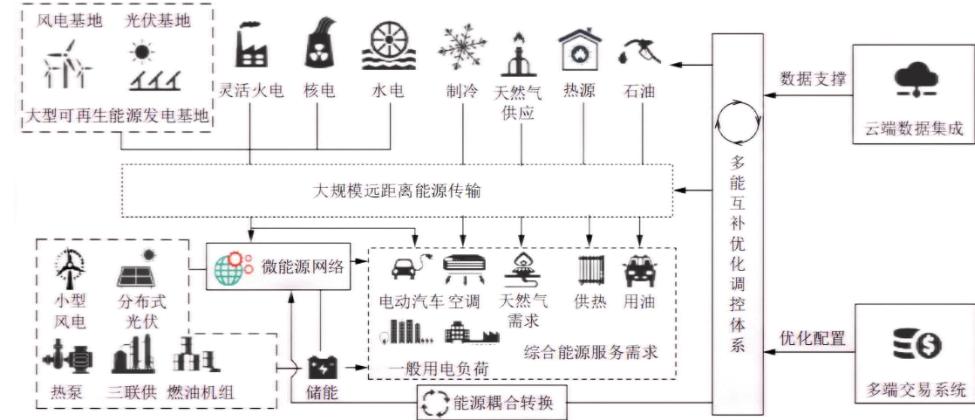
资料来源：山东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

综合能源服务行业方兴未艾，市场空间广阔

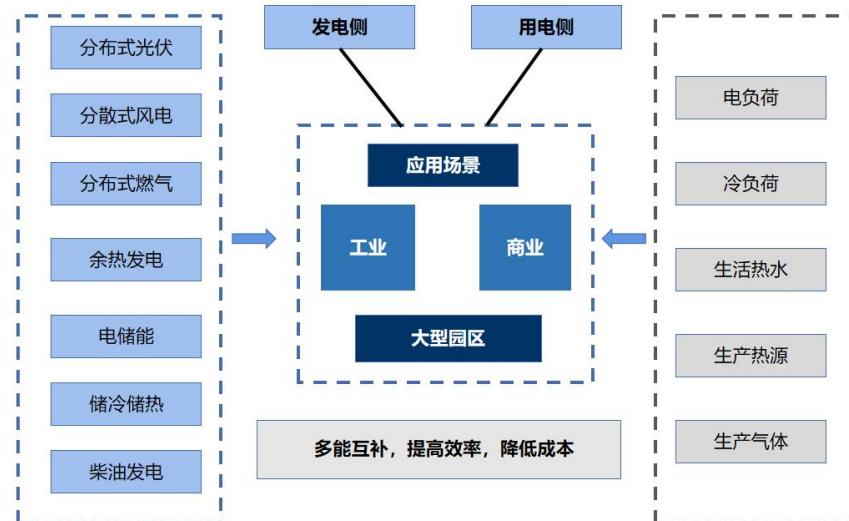
综合能源服务为应用综合能源系统为终端用户提供综合能源产品/能源应用相关综合服务，由综合能源系统和综合能源服务构成。根据《综合能源服务发展现状、趋势及案例分析》，综合能源系统是指能源供给侧以多能互补、梯级利用和综合供应为核心，协调优化电、热、冷、气、水等多种能源的供应、转化、存储、消费，以提高综合效益的新型区域能源系统；能源综合服务是指通过综合能源系统，对能源需求侧的建设、运维、管理、销售、金融及技术设备等多类型服务需求实施一体化、集成化提供，推动能源的清洁、低碳、安全、高效利用。

综合能源服务产业发展有助于工商业企业节能降耗和保障能源供应安全。综合能源系统通过对电、热、冷、气、水等多种能源供应系统协调规划和运行，实现能源梯级利用和能源利用效率提升，降低工商业企业用能成本。同时，综合能源系统通过将多个能源系统协调运行，可有效提高多种能源供应的可靠性，保障工商业企业能源供应安全。

可再生能源是综合能源系统的重要组成部分，发展综合能源服务可促进可再生能源的开发利用。综合能源系统可充分利用电、热、冷、气、水等多种能源的互补替代性和时空耦合属性，减少大型热电联产等项目建设，在能源供应系统中增加可再生能源使用量，促进可再生能源消纳水平提升。

图18: 综合能源服务基本架构


资料来源: 杨雍琦等,《新旧动能转换背景下综合能源服务模式》,中国电力,2019年,52(08):135-143,国信证券经济研究所整理

图19: 综合能源服务在工业商业中的应用场景


资料来源: 国信证券经济研究所整理

当前, 综合能源服务主要业务模式包括多能源供应模式、技术服务型模式、售电平台+服务业务模式、电力需求侧响应、虚拟电厂等, 下游终端用户可基于实际需求来选择综合能源供应系统和定制增值服务, 从而更好地节约工商业企业用能成本。

表3：综合能源服务的主要业务模式梳理

业务模式	具体内容
多能源供应模式	协同多种分布式能源，联通电网、热网、气网，将燃气、冷、热、电、氢等能源的不同组合产品销售给用户。
技术服务型模式	依托分布式能源、能源互联网技术、节能改造技术、电能替代等，开展能效诊断、节能改造、供热智慧化改造、能源托管等服务。
售电平台+服务业务模式	售电公司通过构建智慧购售电一体化服务平台，可提供购售电竞价、配电管理、竞价决策、负荷预测、能效服务、差异化绿色化套餐售电等全方位信息化解决方案。
电力需求侧响应	电力用户针对市场价格信号或激励机制做出响应，并主动改变常规电力消费模式，获取经济效益。
虚拟电厂	整合各种分布式能源，包括分布式电源、可控负荷和储能装置等，参与电网的运行和调度。

资料来源：中国华能，国信证券经济研究所整理

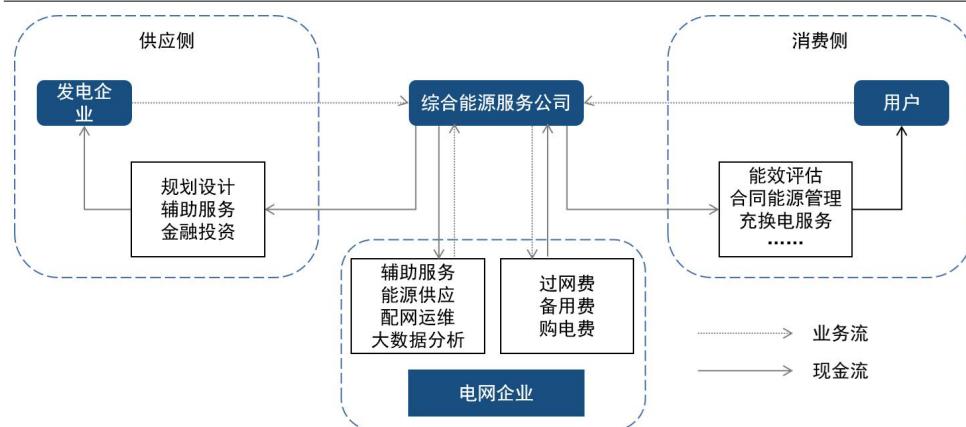
综合能源服务行业中涉及发电企业、电网企业、电力用户三类主体，收入主要来自服务费、能源费用和电能量费。在发电领域，综合能源服务企业在能源供应侧可为发电、分布式能源站、多能源供应商、供热等企业提供综合能源规划、辅助服务、能源金融等服务，从而获取服务费收入；在电网侧，综合能源服务企业为电网企业提供能源供应、配网代维服务、辅助服务等服务，获取能源费用和服务费收入；下游终端用户领域，综合能源服务企业为终端用户提供能效评估、节能改造、需求侧管理、能源供应、充换电服务等服务类别，获取服务费、电能量费。以南网能源为例，其合同能源管理相关业务收入主要来自服务费、节能效益分成和电量/能量费用。

综合能源服务行业市场空间广阔。随着电力、油气等能源行业深化体制改革以及信息技术发展，综合能源服务行业市场规模将不断扩张。根据中电联发布的《综合能源服务发展现状、趋势及案例分析》一文，相关研究数据显示，2020-2025年综合能源服务行业市场规模将达到0.8-1.2万亿元，2035年市场规模将达到1.3-1.8万亿元。

表4：南网能源合同能源管理各项业务盈利模式

类型	领域分类	服务商业模式
分布式光伏	公司分布式光伏项目模式主要以“自发自用、余电上网”为主，其收入包括客户自用、上网和补贴三部分：1)客户自用部分根据月度用电额(实际用电量×协商电价)向客户收取；2)上网部分根据销售给当地电网的月度售电额(实际售电量×市场电价)向电网公司收取；3)补贴收入=总发电量×国家政策确定的补贴单价，由电网公司转付。	
工业节能	公司工业高效能源站收入来源主要包括以下两种：1)根据向客户供冷量、供热量、供气源站量乘以约定单价按月向客户收取；2)与客户协商确定的项目节能效益按月进行分成；余热余压、公司余热余压、煤矿瓦斯综合利用项目收入来源主要包括以下两种：1)根据客户月度实际用电量乘以协商电价向客户收取；2)按照合同约定的合同能源管理服务费向客户收取。	
建筑节能	公司建筑节能收入来源主要包括以下三种：(1)根据与客户约定的固定合同能源管理服务费(合同能源管理月度基准电量×市场电价)或一定比例的节能效益分享金额按月向客户收取；(2)根据向客户供冷量、供热量乘以约定单价按月向客户收取；	
城市照明节能	主要与客户按照月度分享项目节能效益；	

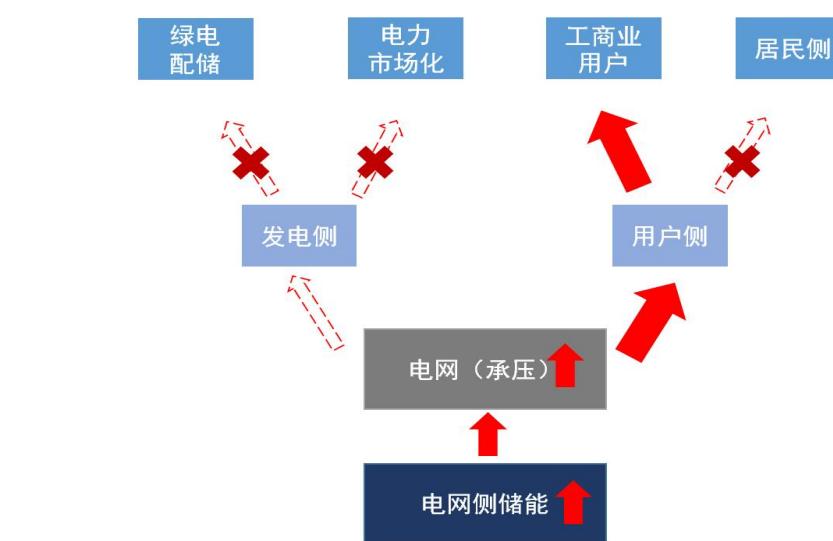
资料来源：南网能源招股说明书，国信证券经济研究所整理

图20：综合能源服务公司营利模式结构图


资料来源：陈小黎等，《能源变革时代电网企业综合能源服务商业模式设计》，经济研究导刊，2019（08）：173-175，国信证券经济研究所整理

电价上浮及能耗管控，综合能源服务行业加速发展

新型电力系统建设过程中，工商业是成本疏导的承担者。随着我国“碳中和”目标提出，新能源装机大幅增加，电网的消纳压力在不断提升。从电网角度来看，电网在不断传导自己的消纳压力和成本。发电侧，通过让新能源强制配储、推进电力现货市场，一方面尝试减少新能源出力不稳定性、另一方面想让绿电价格体现电力质量，但是目前都不顺利。用户侧，由于居民电价被压制，所以成本传导不顺畅。因此，在目前情况下，工商业是可行且具备较强市场化承担能力的主体来承受整个电力系统的成本增加。因此，工商业企业的能源服务商是整个新型电力系统推进过程中的最大受益者。

图21：工商业用户能源服务商将成为新型电力系统建设的受益者


资料来源：国信证券经济研究所整理

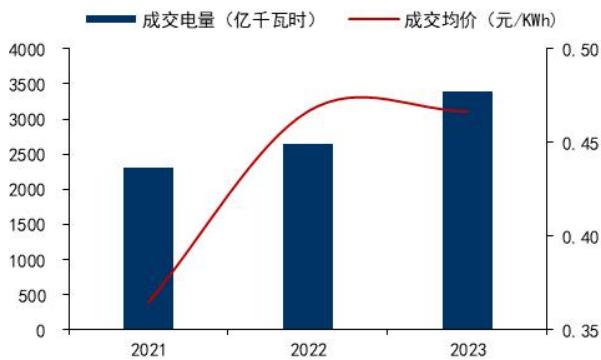
电价上浮致工商业用电成本增加，工商业企业节能需求释放。自 1439 号文发布以来，由于煤电燃料成本压力较大和电力市场供需关系变化，电力市场化交易电价呈上浮态势，使得工商业企业用电成本增加。综合能源服务有助于工商业企业降本增效，是工商业企业降低电力成本的重要举措，预计随着电力成本增加，工商业企业对于综合能源服务的需求将加快释放。

表5：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%

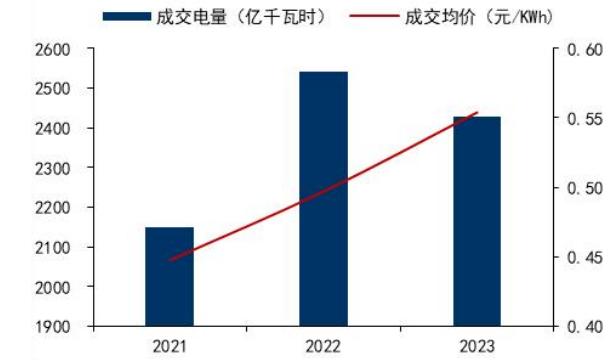
资料来源：各地电力交易中心，北极星电力网，国信证券经济研究所整理

图22：江苏省电力市场年度交易情况



资料来源：江苏电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图23：广东省电力市场年度交易情况



资料来源：广东电力交易中心，国信证券经济研究所整理

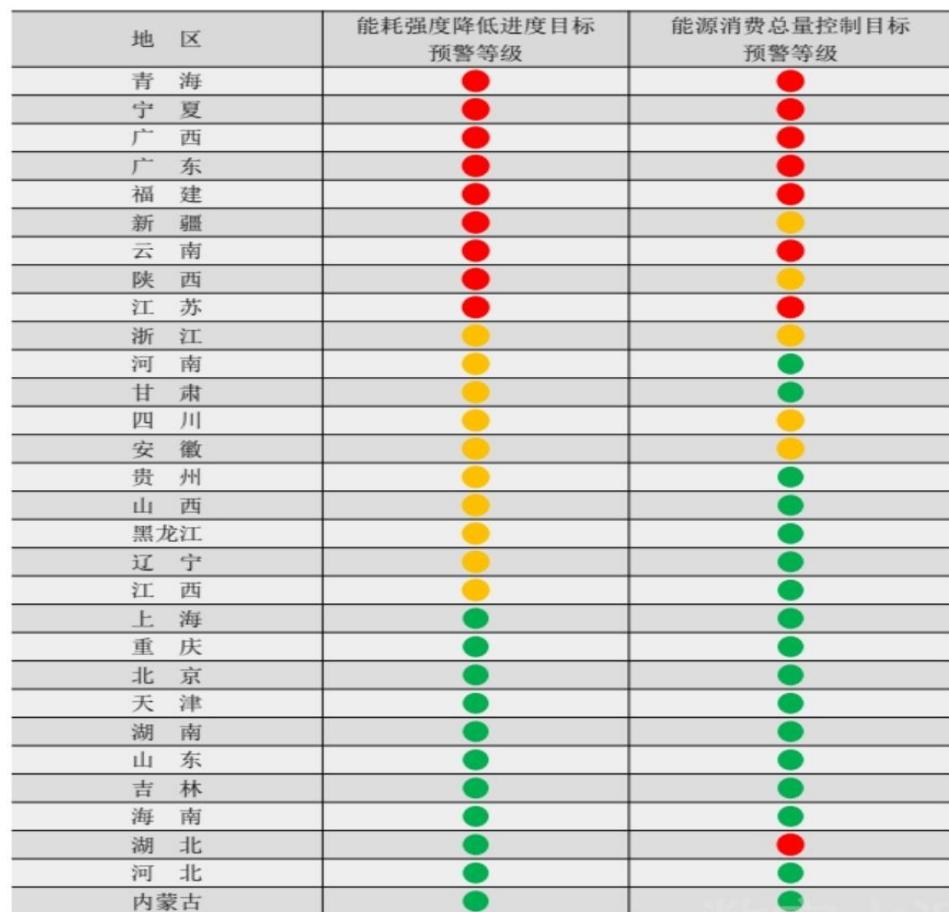
能耗管控持续推进，加速综合能源管理市场发展。近年来，国家政策持续推动单位 GDP 能耗和二氧化碳排放量下降，并要求提升非化石能源消费比重；同时，国家能耗管控政策趋严，以及极端天气频发引致电力负荷走高，有序用电现象开始产生，工商业企业节能降碳以及能源管理需求不断增长，促进综合能源管理行业市场加快发展。

整体而言，新型电力系统建设过程，工商业企业用电用能成本增加，工商业企业对降低用能成本和保障能源稳定供应的需求显著增长。综合能源服务通过多能协调使用、能源梯级利用以及能源利用效率提升，将有效满足工商业企业用能和降本需求，综合能源服务行业将迎来快速发展。

表6：“双碳”工作意见中提出的主要目标

省份	2025 年	2030 年	2060 年
单位 GDP 能耗	比 2020 年下降 13.5%	大幅下降	-
单位 GDP 二氧化碳排放	比 2020 年下降 18%	比 2005 年下降 65% 以上	-
非化石能源消费比重	20% 左右	25% 左右	80% 以上

资料来源：中国政府网，国信证券经济研究所整理

图24: 2021年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表


资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

表7: 多地出台有序用电的政策举措

时间	地区	政策内容
2022/8/15-8/20	四川	取消主动错避峰需求响应，在全省（除攀枝花、凉山）的19个市（州）扩大工业企业让电于民实施范围，对四川电网有序用电方案中所有工业电力用户（含白名单重点保障企业）实施生产全停（保安负荷除外），放高温假。
2022/8/8-8/9	浙江	浙江省发改委印发《关于同意启动C级有序用电的函》指出，根据用电缺口实际情况启动C级1250万千瓦有序用电措施，8月9日再视情调整有序用电等级。认真做好有序用电细化措施，压实各地责任，确保民生用电，绝不能拉闸限电，并会同地方发改（能源）、经信等主管部门做好企业沟通解释工作，加强舆情引导，切实将有序用电的影响降至最低，保障经济社会正常运行。
2022/6/7	山东	山东发改委、能源局联合印发《2022年全省迎峰度夏有序用电方案》指出，科学组织实施有序用电，确保“限电不限民用”、“限电不拉闸”，切实保障居民生活、公共服务和重要用户电力可靠供应。当出现长期性、全时段电力缺口时（不低于一周），启动用户轮停工作，先由“两高行业”用户参与，不足部分由其他行业用户参与。按照不低于全网历史最大用电负荷的5%、10%、15%、20%，将有序用电划分为蓝色、黄色、橙色、红色四级预警，对应供电缺口规模分别为500万千瓦、1000万千瓦、1500万千瓦、2000万千瓦。其中，蓝色预警按每100万千瓦细分5档。
2022/6/21	上海	上海市经信委印发《2022年上海市迎峰度夏有序用电方案》，具体分为应对电力缺口的四级方案，包括16个子方案，可视电力缺口不同采取不同措施，最大可控负荷700万千瓦，共涉及用户89869家，其中工业用户13923家，商业用户72414家。
2022/4/9	广东深圳	广东省深圳市工信局印发《深圳电网2022年有序用电应急预案》明确，蓝色预警：日常错峰用户开六停一，适当安排避峰用户参与避峰；黄色预警：错峰用户开五停二，避峰用户至少减容20%；橙色预警（缺口200-300万千瓦）：错峰用户开四停三，避峰用户至少减容30%；橙色预警（缺口300-400万千瓦）：错峰用户开三停四，错峰当日的日常避峰用户群参与错峰一天，排在其他三日的避峰用户减容30%；红色预警（缺口400-500万千瓦）：错峰用户开二停五，错峰当日的避峰用户群参与错峰一天，排在其他四日的错峰用户减容40%；红色预警（缺口超500万千瓦）：缺

多少限多少。

云南省能源局印发《云南省 2022 年有序用电方案》明确，指标分配按照四个等级确定，依次为 600 万千瓦、450 万千瓦、300 万千瓦、150 万千瓦，严格按照“以保障安全为首要前提，先错峰、后避峰、再限电、最后拉闸”的顺序，合理安排有序用电，确保安全有序用电，做到限电不拉闸，限电不限民用。有序用电规模为 IV 级（一般）时，迪庆、怒江、临沧、普洱、版纳不下达有序用电指标；有序用电规模为 III 级（较重）时，临沧、普洱、版纳不下达有序用电指标；有序用电规模为 II 级（严重）时，普洱、版纳不下达有序用电指标。

2022/4 云南

辽宁省工信厅印发《2022 年辽宁省有序用电方案》明确，全省 IV 级有序用电措施总负荷 717.4 万千瓦，III 级有序用电措施总负荷 801.9 万千瓦，II 级有序用电措施总负荷 1145.0 万千瓦，I 级有序用电措施总负荷 1323.6 万千瓦。当全省出现长时间、大负荷有序用电时，省内部分企业以轮停或序限的方式实施有序用电。

2022/6 辽宁

内蒙古自治区能源局印发《蒙东电网有序用电方案（2022 年版）》明确，分四级预警，按照先趋于平衡，其次重点限制电力用户范围以此开展有序用电。当重点限制范围内企业全部限电后，方可开展下一类电力用户有序用电。

2022/6/2 内蒙古

宁夏回族自治区发改委印发《宁夏回族自治区 2022 年迎峰度夏有序用电实施方案》明确，2022 年宁夏迎峰度夏期间有序用电指标分别按照不低于预测最大负荷（1580 万千瓦）的 5% 及以下（80 万千瓦）、5%-10%（80-158 万千瓦）、10%-20%（158-316 万千瓦）、20% 及以上（316 万千瓦及以上）四个等级确定。

2022/4/29 宁夏

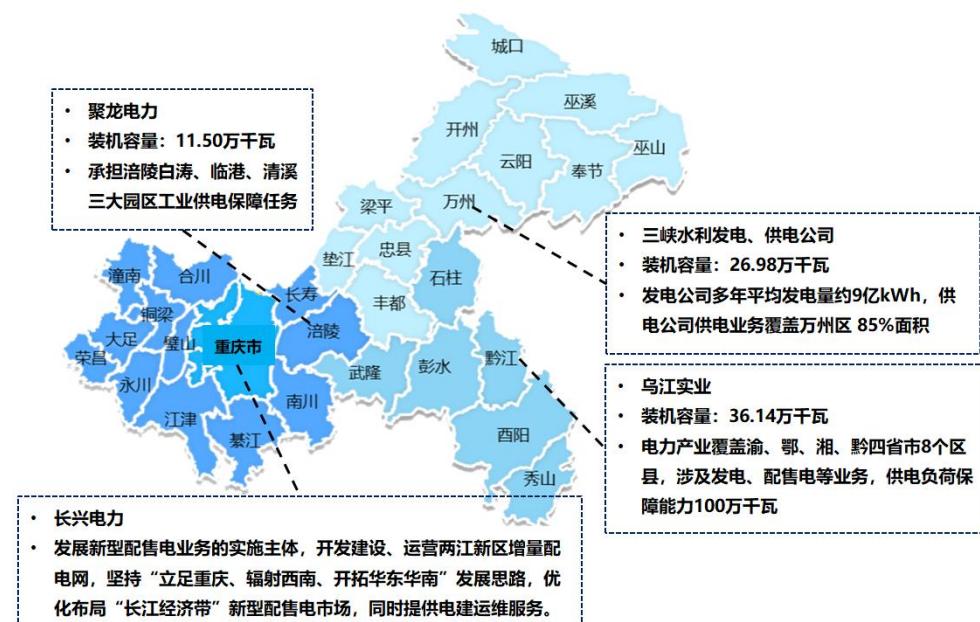
资料来源：各地发改委，北极星电力网，国信证券经济研究所整理

配售电主业稳步向前，综合能源及新能源业务发展打开成长空间

持续夯实存量配售电产业，发展基本盘稳固

公司配售电主业发展稳健。自 2020 年资产重组完成后，公司整合重庆市内的万州区、两江新区、涪陵区和黔江区四张区域电网，配售电主业实力增强。目前，公司配售电网络涉及重庆市万州区、涪陵区、黔江区、秀山县、酉阳县等区域，掌握稀缺的配电网市场资源，供电网络与国网重庆电力、湖北电网及南网贵州电网均有联网，供电安全可靠性高。同时，公司在区域内有相对稳定的政府合作基础和用户群体，在市场资源整合和开拓方面存量市场先入和增量市场先发优势显著。

图25: 三峡水利发电、供电业务发展布局情况



资料来源：公司公告，公司官网，国信证券经济研究所整理

公司发供电业务具有厂网一体化、市场及区位等优势。公司拥有完整的发、供电网络，是上市公司中少数拥有“厂网合一”的电力企业，公司的厂网一体化保证了对区域电力供应的市场优势。公司深耕电力业务所在区域，政企关系稳定，同时公司高度重视用户开拓，依托所在区域较强的工业优势，拥有一批高质量大工业用户，负荷增长稳定，用户维系及获取能力较强。

大力开展市场化售电业务，积极开拓新增配电业务，推进配售电业务向外拓展。公司坚持“立足重庆、辐射西南、开拓华东华南”发展思路，依托长江经济带和成渝双城经济圈战略，采取“自营+联营”的营销模式，大力拓展配售电业务。目前，公司完成四川、浙江、江苏、安徽、广东、江西等 8 省市的售电资质准入，为拓展市场化售电业务发展奠定基础；同时，公司以增资扩股方式参股广东新巨能公司，快速切入广东售电市场，作为华南区售电业务支撑点；在上海投资 2.05 亿元成立售电公司，支撑公司在长三角发达地区乃至全国范围内开展市场化售电业务。当前，公司市场化售电业务取得积极进展，市场化售电签约客户数量突破 3700 家。2023 年，公司将继续大力拓展售电市场，促进配电业务规模、产能稳步增长，预计实现售电量 138.50 亿千瓦时，同比增长 2.05%。

推动“售电+”增值服务落地，协同综合能源业务开展。公司市场化售电业务采用“自营+分销”模式，依托自有售电资质自主进行市场化售电服务或与有资源、有技术优势的售电公司开展股权合作，不断积累用户资源。同时，根据用户个性化需求，积极推动“售电+”增值服务，依靠售电业务挖掘用户用电需求，并定制增值服务，如综合能源、能效管理、储能服务及电力运维等，助力综合能源业务发展。

表8：公司市场化售电业务主体情况

售电主体	2021年售电量 (亿 kWh)	2022年售电量 (亿 kWh)	持股比例	备注
长兴电力	1.31	19.81	100%	
长电能源	0.18	16.41	100%	于2020年11月份注册成立，2021年2月正式取得上海市售电资质
重庆两江供电	82.79	56.99	50%	全资子公司长兴电力持有其50%股份
广东新巨能	19.35	15.82	45%	
川能智网		169.10	17.51%	
合计	103.64	278.13		

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图26：公司市场化售电区域分布情况



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

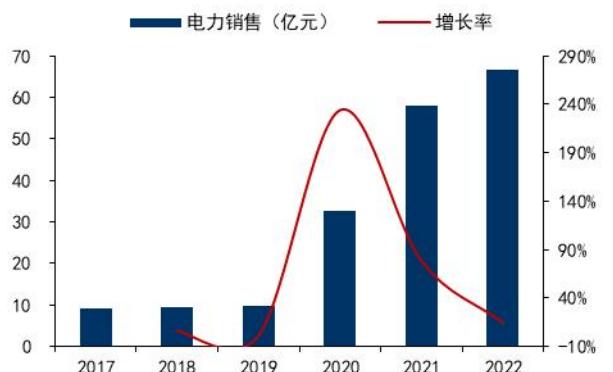
电源保障不断增强，夯实配售电业务发展基础。公司通过统筹各区域电网协同，跨省跨区向外部电厂购电，保障公司电网可靠运行；同时，公司抓住重庆能源结构转型机遇，依托页岩气资源优势，积极谋划开展一批燃气发电项目建设，2022年公司超100万千瓦装机的清洁电源项目落地。未来随着清洁电源项目投运，有望逐步提高公司自发电水平，强化电源保障，增强公司电力电网的要素成本优势，协同综合能源服务业务发展，并为公司带来新的利润增长点。

表9：公司新增电源项目情况

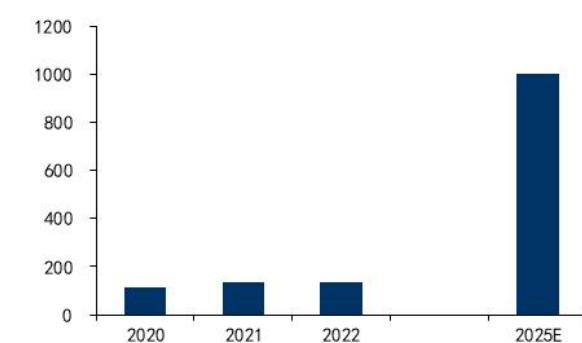
项目	装机容量 (MW)	投资金额(亿元)	用途
重庆万州燃气发电项目	490	12.65	并网联结后作为全市调峰电厂运行
万州热电项目	160	11.10	为九龙园区入驻企业提供可靠、稳定的蒸汽和电力供应
重庆涪陵白涛化工园区热电联产项目	490	12.77	年发电量约21亿千瓦时,最大供热量150万吨,接入公司电网内
合计	1140	36.52	

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司电力销售收入持续增长，未来销售电量有望快速增长。公司资产重组完成后，电力装机容量及配售电区域增加，驱动电力销售收入显著增加。2022年，公司电力销售收入为66.62亿元，同比增长14.72%。未来随着公司持续拓展配售电业务区域和大力发展战略化售电业务，预计公司销售电量及电力销售收入规模将不断扩张。根据公司《“十四五”（2021-2025）战略发展规划（纲要）》，到2025年，公司销售电量超过1000亿千瓦时（其中市场化售电800亿千瓦时），2022-2025年期间销售电量将快速增长。

图27：公司电力销售收入及增长率情况


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图28：公司销售电量未来增长情况（亿千瓦时）


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

综合能源与新能源业务加快发展，拓展增量利润来源

依托现有优势，持续拓展综合能源业务。公司综合能源业务的发展策略：1) 以综合能源公司为主体，集中优势资源，打造公司综合能源发展平台；2) 依托配售电业务基础，发挥产业协同作用；3) 加强储能等新技术储备和新业态研究，提升方案制定能力和项目实施能力。在具体业务方面，公司综合能源业务包括热电联产、分布式能源站托管等。

差异化布局，稳步开拓新能源业务。公司新能源业务的发展战略：以“自营”和“新能源项目增值服务”为重要方向，对于与公司配售电产业协同程度高、互补性强、效益促进作用明显的新能源项目采用自营方式经营，同时通过开展市场资源开发、工程建设/BT服务、运维服务、储能解决方案等增值服务参与其他新能源项目服务。

促进售电业务与综合能源业务协同共进。公司在现有供电区域和新增市场化售电区域市场内，根据企业多元化用能和能效提升等不同需求，开展不同应用场景的综合能源服务。公司集中优势资源围绕“源网荷储一体化”以及“优质大用户”

两大重点场景，大力拓展综合能源业务市场。公司首个综合能源示范项目—万州经开区九龙园热电联产项目建成投运，为后续拓展园区型综合能源业务积累了经验。同时，公司于2022年8月开始投资建设重庆龙兴赣锋能源站项目，为重庆赣锋锂电在重庆两江龙兴园区年产20GWh的新型锂电池研发及生产基地提供冷热电三联供，项目拟建2×50MW级燃气轮发电机组，总出力约120MW，设计年发电量约8.62亿KWh、产生热能210万GJ，公司投资建设龙兴赣锋能源站项目有利于公司未来开拓分布式能源和用户侧综合能源市场。

图29：公司万州经开区九龙园热电联产项目实景



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

积极探索综合能源业务新模式，多层次拓展综合能源项目。公司围绕“城市、行业、用户”三个层级拓展综合能源项目，在江西九江探索打造“城市综合能源管家+碳管家”业务模式，实施“1+6+N”整体解决方案，提供多项可选增值服务，满足下游工商业用户的多元用能需求。

图30：公司“1+6+N”整体综合能源管家方案



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

分布式光伏项目不断落地，增厚公司业绩的同时助力售电、综合能源业务发展。公司拟与九江诺贝尔陶瓷公司合作，投资建设江西九江诺贝尔濂溪工厂屋顶分布式光伏项目（二期），项目装机容量为21.9MW，将采用“自发自用、余电上网”的模式运营，并与用户签订合同能源管理合同，运营期20年；同时，公司拟投资

建设重庆涪陵临港经济区首期屋顶光伏项目，装机容量 11.54MW，该项目有助于公司稳固售电业务基本盘，进一步提高网内电源发电能力。目前，公司在建在运分布式光伏装机规模超 100MW，分布式光伏项目落地将助力公司业绩增长。

表10：公司分布式光伏项目情况

项目	装机规模 (MW)	投资金额 (亿元)
江西九江诺贝尔濂溪工厂屋顶分布式光伏项目（二期）	21.90	0.92
重庆涪陵临港经济区首期屋顶光伏项目	11.54	0.46
合计	33.44	1.38

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

储能业务双轮驱动，把握新型电力系统建设发展机遇。公司储能业务主要为独立储能和用户侧储能两个细分业务，其中公司独立储能协同大股东业务布局重点区域，目前项目订单逐步释放，2023 年以来，公司新获 2 个独立储能项目，合计项目装机容量为 300MW/600MWh；用户侧储能则依托市场化售电资源优势，挖掘客户用能需求，在广东等地积极推进用户侧储能业务并取得突破，目前公司累计签约用户侧储能项目 84 个，合计容 863MWh，累计开工项目 33 个，总容量 131MWh，预计随着峰谷价差持续拉大，公司用户侧储能项目将加快落地。

“十四五”期间，公司在用户侧储能领域将充分发挥售电资源、人才技术等优势，打造以储能为聚合资源、GW 级规模、交易能力国内领先的运营商，同时协同公司售电和综合能源业务发展，为重点布局长江经济带售电市场提供可推广的“售电+”业务模式。

表11：2023 年以来公司新获独立储能项目情况

项目	装机规模 (MW/MWh)	投资金额 (亿元)
永川区松溉独立储能电站项目	200/400	7.82
两江新区龙盛独立储能电站项目	100/200	4.00
合计	300/600	11.82

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图31：公司用户侧储能项目实景



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

电动重卡充换储用一体化发展，业务快速落地。2021 年，公司投资设立电动重卡充换储用一体化业务发展平台—三峡绿动，围绕矿山、港口、钢厂、电厂、城市

等场景，采用充换储用一体化模式，迅速推进重点项目落地，积极拓展青海、甘肃、内蒙古等8省重点区域业务市。目前，公司完成决策项目19个，累计决策投资额近5亿元，已实现电动重卡应用场景全覆盖以及基本实现电动重卡业务全国化布局，且开发出数字能源平台，支撑电动重卡业务发展。

电动重卡销量快速增长，未来预计有望持续高增。2022年，新能源重卡累计销售25152辆，同比增长141%；其中，电动重卡累计销量为22659辆，较2021年的9650辆同比增长134.81%。电动重卡技术相对成熟，具有低碳排放、可大幅降低使用成本等优势，预计随着“双碳”政策持续推进，以及充电基础设施不断完善，电动重卡销量将持续快速增长。

图32：公司电动重卡充换储用一体化经营模式



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

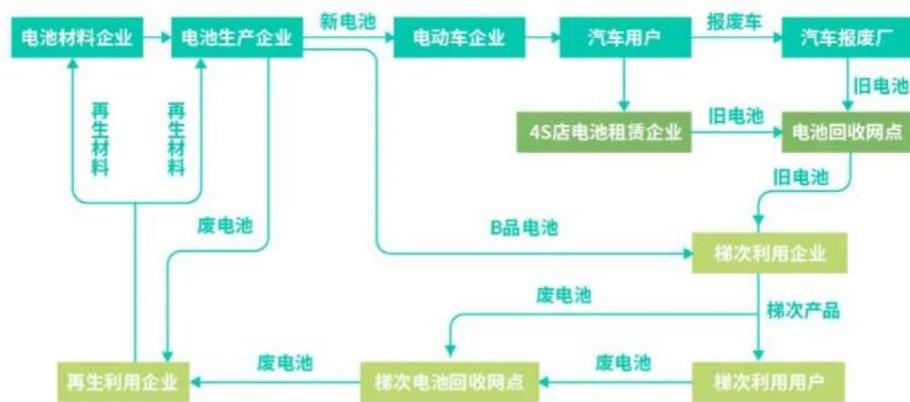
图33：公司电动重卡全国布局情况



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

电池资产管理业务逐步发展，形成业务闭环。公司与长江电力、赣锋锂业、长江绿色基金管理公司签订合作备忘录，拟共同投资设立电池资产管理公司，开展电池资产管理服务业务。公司积极推动完成产业链闭环业务模式，发挥电池全生命周期价值，并与公司综合能源、储能、电动重卡等业务产生协同，实现共同发展。

图34: 电池全生命周期价值利用流程图



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

盈利预测

假设前提

公司水电发电业务受来水量影响较大，若未来来水情况有所改善，则发电量增加，业绩将有所修复；配售电业务受销售电量规模持续增加，未来业绩将呈现持续增长态势；综合能源业务方面，公司大力拓展综合能源业务，并发展分布式光伏、储能、电动重卡等业务，增厚公司业绩的同时，助力公司配售电、综合能源业务发展。

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。参考公司过往利用小时数情况，假设2023-2025年公司水电业务利用小时数分别为3216/3474/3543小时。电价方面，参考公司过往水电上网电价及考虑电价上行趋势，假设2023-2025年公司水电上网电价均为0.49元/KWh。

配售电业务：根据公司十四五发展规划，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%/22%/23%，平均售电价格均为0.50元/KWh。

表12: 公司售电业务关键假设及测算

	2022	2023E	2024E	2025E
水电业务				
装机(MW)	746.20	746.20	746.20	746.20
售电量(亿千瓦时)	20.07	23.73	25.63	26.14
售电单价(元/千瓦时)	0.49	0.49	0.49	0.49
收入(百万)	975	1153	1245	1270
毛利率	61%	67%	70%	70%
配售电业务				
转卖售电量(亿千瓦时)	116	121	148	183
售电电价(元/千瓦时)	0.49	0.50	0.50	0.50
外购电价(元/千瓦时)	0.43	0.43	0.43	0.43
收入(百万)	5684	6063	7418	9133
毛利率	12%	14%	14%	14%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

电解锰：随着产能退出和业务重心转移，预计公司2023-2025年自产产量为3.8万吨，外购量为2.4万吨，毛利率分别为12%/10%/10%。

表13: 公司电解锰业务关键假设及测算

	2022	2023E	2024E	2025E
产能(万吨)	5	5	5	5
自产产量(万吨)	3.75	3.75	3.75	3.75
外购量(万吨)	2.43	2.43	2.43	2.43
自产单位成本(万元/吨)	0.36	0.34	0.32	0.32
收入(百万)	988	988	988	988
毛利率	12%	10%	10%	10%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

综合能源业务：根据公司现有落地项目和拟投资项目情况，假设2023-2025年公司燃气能源站装机容量分别为160/650/750MW，收入增速分别为100%/153%/73%；储能业务方面，假设2023-2025年公司装机规模分别为100、300、500MWh，储能

售电单价均为 0.7 元/kwh；分布式光伏业务方面，假设 2023–2025 年公司分布式光伏装机分别为 100、200、300MW，上网电价分别为 0.73/0.72/0.71 元/KWh。

表 14：综合能源业务关键假设及测算

	2022	2023E	2024E	2025E
燃气能源站业务				
装机容量 (MW)	160	650	750	
收入 (百万)	1,406	3,560	6,153	
毛利率	15%	13%	11%	
储能业务				
装机 (MWh)	100	300	500	
收入 (百万)	25	98	196	
毛利率	27%	29%	31%	
分布式光伏				
装机 (MW)	100	200	300	
收入 (百万)	37	108	178	
毛利率	69%	70%	70%	

资料来源：公司公告、Wind、国信证券经济研究所整理和预测

成本方面，主要考虑煤炭天然气价格、储能、分布式光伏项目投资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。

未来 3 年盈利预测

按上述假设条件，同时考虑公司一季度来水情况较差及售电业务发展趋缓，下调盈利预测。我们预计 2023–2025 年公司归母净利润分别为 8.56、12.09、14.48 亿元（原预测值为 11.53、14.88、18.92 亿元），同比增长 79.8%、41.1%、19.8%；2023–2025 年 EPS 分别为 0.43、0.63、0.76 元。

表 15：未来 3 年盈利预测表（百万元）

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	11093	12411	16157	20657
营业成本	9928	10760	13922	17869
销售费用	24	27	35	45
管理费用	504	546	777	981
财务费用	235	258	311	352
营业利润	494	933	1339	1615
利润总额	549	987	1393	1669
归属于母公司净利润	476	856	1208	1448
EPS	0.25	0.45	0.63	0.76
ROE	4.31%	7.41%	9.84%	11.01%

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 3216 小时，上网电价为 0.49 元/千瓦时。现将公司 2023 年的归母净利润与电价、利用小时做敏感性分析，电价在原始值 0.49 元/千瓦时的基础上上浮 0.01 元/千瓦时，就会使归母净利润较原始估值提升 2.3%。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 1.6%。

表16: 2023年归母净利润随电价及利用小时的敏感性分析 (亿元)

归母净利润	电价 (元/千瓦时)				
	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51
利用小时数 (h)	3066	7.78	7.97	8.15	8.34
	3116	7.91	8.10	8.29	8.48
	3166	8.04	8.23	8.42	8.62
	3216	8.17	8.36	8.56	8.76
	3266	8.30	8.50	8.70	8.90
	3316	8.43	8.63	8.83	9.04
	3366	8.56	8.76	8.97	9.17

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

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: 11.20-12.45 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 70%, 3 年期的日度数据计算贝塔系数为 1.0, 无风险利率采用 10 年期国债到期收益率 3.0%, 风险溢价为 7.0%, 债务资本成本为 4.0%, 计算得出 WACC 值为 8.03%。

FCFF 估值结果: 在永续增长率为 1% 的假设条件下, 测算出三峡水利对应每股权价值为 11.20-12.45 元, 高于目前股价 22%-25%。

表17: 公司盈利预测假设条件 (%)

	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E
营业收入增长率	11.9%	30.2%	27.9%	7.6%	7.2%	6.8%	6.5%	6.2%	5.9%	5.7%
毛利率	13.3%	13.8%	13.5%	13.8%	14.0%	14.2%	14.3%	14.4%	14.5%	14.6%
管理费用/营业收入	4.0%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
销售费用/营业收入	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
研发费用/营业收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
营业税及附加/营业收入	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%	0.52%
所得税税率	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%	14.4%
股利分配比率	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%

资料来源: 公司公告、国信证券经济研究所预测

表18: 资本成本假设

无杠杆 Beta	0.7	T	14.39%
无风险利率	3.00%	Ka	7.90%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	1.0
公司股价 (元)	9.21	Ke	10.00%
发行在外股数 (百万)	1912	E/(D+E)	70.0%
股票市值 (E, 百万元)	176115	D/(D+E)	30.0%
债务总额 (D, 百万元)	8744	WACC	8.03%
Kd	4.00%	永续增长率 (10 年后)	1.0%

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19：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				
		7. 0%	7. 5%	8. 03%	8. 5%	9. 0%
永续增长率变化	1. 6%	17. 10	15. 12	13. 45	12. 04	10. 81
	1. 4%	16. 56	14. 69	13. 10	11. 74	10. 57
	1. 2%	16. 06	14. 28	12. 77	11. 47	10. 34
	1. 0%	15. 60	13. 90	12. 45	11. 20	10. 12
	0. 8%	15. 16	13. 54	12. 15	10. 95	9. 91
	0. 6%	14. 75	13. 20	11. 87	10. 72	9. 70
	0. 4%	14. 36	12. 88	11. 61	10. 49	9. 51

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：11. 19-12. 09 元

公司在原有水电发电及配售电业务基础上，大力发展战略性新兴产业、储能、分布式光伏的业务，选择南网旗下综合能源服务公司南网能源、以配售电和配电网综合能源为主要业务的涪陵电力、分布式光伏运营商芯能科技作为可比公司。可比公司 2023-2025 年对应的 PE 估值均值分别为 24、17、15X。参考可比公司估值水平，根据我们测算，2023 年公司归母净利润为 8.56 亿元，给予公司 2023 年 25-27 倍 PE，对应权益市值 214-231 亿元，对应 11.19-12.09 元/股合理价值，较目前股价有 22%~31% 的溢价空间。

表20：可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE			ROE	PEG	投资评级	
				22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E				
003035.SZ	南网能源	6.27	237	0.15	0.27	0.43	0.59	42	23	15	11	9%	0.59	买入
603105.SH	芯能科技	14.51	73	0.38	0.54	0.71	0.83	38	27	20	17	11%	1.50	买入
600452.SH	涪陵电力	19.28	176	0.67	0.94	1.11	1.2	29	21	17	16	14%	0.65	无
均值								36	24	17	15			

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：涪陵电力取自 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 11.20-12.09 元之间，较当前股价有 22%-31% 的溢价。我们认为，公司水电业务发展稳健，配售电业务规模持续扩张，积极发展战略性新兴产业、储能、分布式光伏、电动重卡等业务为公司带来新的业绩增长来源，长期成长性向好，维持“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 11.20-12.09 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%，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 1%，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、涪陵电力、川投能源，可比公司 2023-2025 年对应的 PE 估值均值分别为 24、17、15X。参考可比公司估值水平，给予公司 2023 年 25-27 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

在对公司电力、电解锰及综合能源服务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，公司外采电成本将显著增加，造成经营利润下降的风险；
- 2、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；
- 3、公司电解锰业务目前处于去产能的过程当中，去产能计划的波动将直接影响此部分的业绩情况；此外，若下游钢铁冶炼行业需求持续疲弱，则可能会导致电解锰价格下跌，公司电解锰产业毛利率则可能出现下行，且可能导致公司电解锰销量下降，公司电解锰业务发展可能不及预期。
- 4、公司正在布局综合能源业务，新增项目若不及预期将导致此部分盈利预测偏高；此外，分布式光伏、储能等行业市场竞争较为激烈，若未来由于市场竞争导致分布式光伏、储能项目毛利率下降，或使得分布式光伏、储能项目新增装机不及预期，则可能会导致该部分业绩增长不及预期。
- 5、电源购电成本上升风险：公司自有电源不足，用户所需的大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。

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、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。
- 4、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。

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	1750	1667	1731	1716	1705	营业收入	10177	11093	12411	16157	20657
应收款项	919	1069	1196	1557	1990	营业成本	8495	9928	10760	13922	17870
存货净额	421	237	256	334	432	营业税金及附加	64	57	64	83	107
其他流动资产	888	1218	1362	1773	2267	销售费用	18	24	27	35	45
流动资产合计	4775	4791	5506	6917	8853	管理费用	584	504	546	777	981
固定资产	9695	10195	11165	12433	12671	财务费用	261	235	258	311	352
无形资产及其他	1232	1201	1171	1142	1114	投资收益	159	175	175	175	175
投资性房地产	4050	4024	4024	4024	4024	资产减值及公允价值变动	257	(178)	(50)	(50)	(50)
长期股权投资	1500	1649	2179	2572	2929	其他收入	118	153	51	186	187
资产总计	21252	21860	24045	27088	29592	营业利润	1288	494	933	1339	1615
短期借款及交易性金融负债	2873	2785	3289	3491	3455	营业外净收支	(165)	54	54	54	54
应付款项	964	1397	1509	1968	2543	利润总额	1123	549	987	1393	1669
其他流动负债	1195	1090	1180	1546	1997	所得税费用	250	79	142	200	240
流动负债合计	5032	5272	5978	7005	7996	少数股东损益	8	(6)	(11)	(16)	(19)
长期借款及应付债券	4215	4570	5455	6735	7377	归属于母公司净利润	865	476	856	1209	1448
其他长期负债	795	722	808	828	839						
长期负债合计	5009	5292	6263	7563	8217	现金流量表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E
负债合计	10042	10564	12241	14568	16212	净利润	865	476	856	1209	1448
少数股东权益	287	254	248	239	229	资产减值准备	(217)	436	(245)	(56)	(5)
股东权益	10924	11042	11556	12281	13150	折旧摊销	552	582	649	727	801
负债和股东权益总计	21252	21860	24045	27088	29592	公允价值变动损失	(217)	436	(245)	(56)	(5)
						财务费用	261	235	258	311	352
关键财务与估值指标	2021	2022	2023E	2024E	2025E	营运资本变动	(290)	32	(89)	(25)	1
每股收益	0.45	0.25	0.45	0.63	0.76	其它	622	(1107)	321	183	173
每股红利	0.15	0.15	0.18	0.25	0.30	经营活动现金流	1315	855	1248	1983	2413
每股净资产	5.71	5.77	6.04	6.42	6.88	资本开支	(1043)	(697)	(1344)	(1910)	(1007)
ROIC	5.29%	3.38%	5%	7%	8%	其它投资现金流	(796)	196	(360)	(576)	(922)
ROE	7.92%	4.31%	7.41%	9.84%	11.01%	投资活动现金流	(1769)	(770)	(2234)	(2880)	(2286)
毛利率	17%	11%	13%	14%	13%	权益性融资	30	14	0	0	0
EBIT Margin	11%	7%	9%	9%	9%	负债净变化	2517	(645)	886	1279	643
EBITDA Margin	17%	12%	14%	14%	13%	支付股利、利息	(287)	(287)	(342)	(483)	(579)
收入增长	94%	9%	12%	30%	28%	其它融资现金流	(1590)	(318)	504	202	(35)
净利润增长率	40%	-45%	80%	41%	20%	融资活动现金流	616	(368)	1050	882	(138)
资产负债率	49%	49%	52%	55%	56%	现金净变动	(25)	(84)	64	(15)	(11)
股息率	1.6%	1.6%	1.9%	2.7%	3.3%	货币资金的期初余额	1775	1750	1667	1731	1716
P/E	20.4	37.0	20.6	14.6	12.2	货币资金的期末余额	1750	1667	1731	1716	1705
P/B	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	企业自由现金流	0	536	197	53	1328
EV/EBITDA	16.2	21.6	16.6	14.6	13.1	权益自由现金流	0	(426)	1366	1268	1634

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

类别	级别	说明
股票 投资评级	买入	股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	股价表现介于市场指数 ±10%之间
	卖出	股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	行业指数表现介于市场指数 ±10%之间
	低配	行业指数表现弱于市场指数 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