

# 明星电力 (600101.SH)

电力生产供应业务稳健，综合能源服务业务有序发展

优于大市

## 核心观点

**坐拥遂宁区域电网资产，发展电力、供水及综合能源服务业务。**公司为国家电网下属的电力、自来水生产经营及综合能源服务企业。截至2024年上半年，公司在遂宁市拥有水电装机容量11.56万千瓦，供区内有110千伏变电站19座，35千伏变电站20座，变电总容量251.8万千瓦安，电力用户74万户，在辖区内供电市场占有率100%；供水能力22.5万吨/日。近年来，随着公司售电量持续增长，公司营业收入呈增长态势，2024年上半年，公司实现营业收入13.40亿元（+3.37%），售电量21.46亿千瓦时（+3.67%）。

**电改持续推进，新型电力系统建设提速，源网荷储一体化迎来发展机遇。**电力体制改革持续推进，电力市场市场化程度提升，10kV以上工商业用户全部进入电力市场，售电行业市场空间有望持续扩张。2023年7月以来，新一轮电改开始，聚焦于加快构建新型电力系统，风光新能源逐步成为主体电源，其波动性、间歇性、随机性的特点影响电网安全稳定运行，通过推进源网荷储一体化发展，提升电力系统的功率动态平衡能力，促进电网安全稳定运营水平提升。拥有电网资产的企业可积极发展分布式电源以及储能业务，构建多能互补的能源供应体系，实现盈利增长的同时提升电网资产利用效率。

**电力生产、供应业务稳健，综合能源业务稳步发展。**电力生产业务方面，公司水电上网发电量主要在公司供区范围内消纳，业绩表现较为平稳。**电力供应业务**方面，公司持续强化电网网架建设，变电容量持续增加，“十四五”期间，明星电力公司电网投资额达29.64亿元，主要用于主网建设和农网升级改造；目前，公司加快推进220kV同盟站110kV配套出线工程、110kV流通坝输变电工程等项目，还将陆续启动建设龙凤110kV输变电工程、分水35kV输变电工程、同盟至白马、同盟至遂北110kV线路，110kV遂东站主变增容扩建等项目，变电站容量有望进一步增长，未来售电量规模有望持续增长。**综合能源服务业务**方面，公司大力拓展设计安装、智能运维、市场化售电、电动汽车充电、能源托管等综合能源服务产业，综合能源资本开支主要围绕充电站建设、能源托管等综合能源项目，增加新的利润增长点。2024年上半年，公司综合能源服务营收1.32亿元，净利润0.13亿元。

**盈利预测与估值：**预计2024-2026年公司归母净利润分别为1.85/2.02/2.17亿元，EPS分别为0.44/0.48/0.51元，当前股价对应PE分别为17.4/16.0/14.9x。通过多角度估值，预计公司合理估值8.36-8.50元，相对目前股价有9%-11%溢价。首次覆盖，给予“优于大市”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

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	2,377	2,666	2,846	3,054	3,215
(+/-%)	23.3%	12.2%	6.8%	7.3%	5.3%
净利润(百万元)	159	179	185	202	217
(+/-%)	29.1%	12.7%	3.3%	8.9%	7.3%
每股收益(元)	0.38	0.43	0.44	0.48	0.51
EBIT Margin	6.8%	6.6%	6.3%	7.0%	7.2%
净资产收益率(ROE)	6.0%	6.4%	6.3%	6.5%	6.7%
市盈率(PE)	20.3	18.0	17.4	16.0	14.9
EV/EBITDA	14.1	12.7	12.6	11.3	10.6
市净率(PB)	1.21	1.15	1.09	1.04	1.00

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

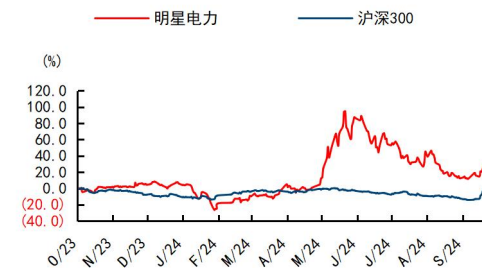
证券分析师：郑汉林 0755-81982169  
zhenghanlin@guosen.com.cn  
S0980522090003

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

### 基础数据

投资评级	优于大市(首次)
合理估值	8.36 - 8.50元
收盘价	7.98元
总市值/流通市值	4372/4372百万元
52周最高价/最低价	16.88/5.53元
近3个月日均成交额	411.74百万元

### 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

<b>公司概况</b> .....	<b>5</b>
坐拥遂宁区域电网资产，发展电力、供水及综合能源服务业务 .....	5
业绩表现稳健，财务状况较好 .....	7
<b>电改持续推进，新型电力系统建设提速</b> .....	<b>11</b>
电力市场化改革推进，电力行业市场化程度提升 .....	11
新型电力系统建设提速，源网荷储一体化发展推进 .....	13
四川省电源以水电为主，用电量增长较快 .....	17
<b>电力生产、供应业务稳健，综合能源业务稳步发展</b> .....	<b>20</b>
电力生产业务稳健，电力供应业务规模有望持续扩张 .....	20
综合能源服务业务稳步发展，创造增量利润 .....	24
<b>盈利预测</b> .....	<b>26</b>
假设前提 .....	26
未来 3 年业绩预测 .....	27
<b>估值与投资建议</b> .....	<b>28</b>
绝对估值：7.60-8.50 元 .....	28
绝对估值的敏感性分析 .....	28
相对法估值：8.36-8.80 元 .....	29
投资建议 .....	29
<b>风险提示</b> .....	<b>30</b>
<b>附表：财务预测与估值</b> .....	<b>32</b>

## 图表目录

图 1: 明星电力公司股权结构图（截至 2024 年上半年）	5
图 2: 明星电力收入结构图（亿元）	6
图 3: 明星电力“二四八十六”发展体系	7
图 4: 公司营业收入及增速（单位：亿元）	8
图 5: 公司单季营业收入（单位：亿元）	8
图 6: 公司归母净利润及增速（单位：亿元）	8
图 7: 公司单季归母净利润（单位：亿元）	8
图 8: 公司发电量情况	8
图 9: 公司售电量情况	8
图 10: 公司毛利率、净利率变化情况	9
图 11: 公司三项费用率变化情况	9
图 12: 明星电力不同业务毛利率情况	9
图 13: 公司电力生产、电力供应业务毛利率情况	9
图 14: 公司现金流情况（单位：亿元）	10
图 15: 公司 ROE 及杜邦分析	10
图 16: 公司资产负债率情况（单位：亿元）	10
图 17: 公司现金分红及股利支付率情况	10
图 18: 全国电力市场化交易电量及占比情况	12
图 19: 第二、第三监管周期省级电网输配电价构成比较（以四川省为例）	13
图 20: 我国电力体制改革历程梳理	14
图 21: 新型电力系统建设“三步走”发展路径	15
图 22: 我国电力体制改革发展方向梳理	16
图 23: 源网荷储一体化发展图示	17
图 24: 2019-2023 年四川省装机容量及增长率（万千瓦、%）	17
图 25: 2019-2023 年四川省装机结构（万千瓦）	17
图 26: 2019-2023 年四川规上发电量及增长率（亿千瓦时）	18
图 27: 2019-2023 年四川省发电量结构（亿千瓦时）	18
图 28: 2019-2023 年四川省用电量及增长率（亿千瓦时、%）	18
图 29: 2019-2023 年四川省用电量结构（亿千瓦时）	18
图 30: 四川省电力市场交易情况（亿千瓦时）	19
图 31: 公司水电（遂宁区域）利用小时数与电力生产业务收入情况	20
图 32: 公司变电站数量及变电总容量情况（座）	21
图 33: 公司外购电量情况	21
图 34: 公司电力供应业务收入情况	21
图 35: 2025 年明星电力供区 35kV 及以上变电站分布图	22
图 36: 遂宁市地区生产总值情况	23
图 37: 遂宁市全社会用电量情况	23

图 38: 公司市场化售电服务收入情况 .....	24
图 39: 明星新能源公司营业收入情况 .....	25
图 40: 明星新能源公司净利润及 ROE 情况 .....	25
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 .....	11
表 2: 工商业用户电力市场化政策梳理 .....	11
表 3: 《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》核心要点梳理 .....	13
表 4: 明星电力公司在运水电资产情况 .....	20
表 5: 公司主要在建电网项目情况 .....	22
表 6: 明星电力公司与同行业公司比较 .....	23
表 7: 遂宁市 2021-2025 年充换电站桩建设实施方案 .....	25
表 8: 明星电力业务收入拆分 .....	26
表 9: 未来 3 年盈利预测表 (百万元) .....	27
表 10: 公司盈利预测假设条件 (%) .....	28
表 11: 资本成本假设 .....	28
表 12: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元) .....	29

## 公司概况

### 坐拥遂宁区域电网资产，发展电力、供水及综合能源服务业务

四川明星电力股份有限公司（简称“明星电力”）源于1926年官绅合办的明星电灯公司，1959年建成遂宁县龙凤水电站，1984年更名为遂宁县电力公司，1988年进行股份制试点并注册成立遂宁电力股份有限公司，1993年更名为四川明星电力股份有限公司；1997年，公司在上交所上市；2009年，四川省电力公司接收四川明珠水电转让的公司20.07%股权，成为公司第一大股东。当前，公司加快建设“现代一流遂宁电网、现代一流明星公司”，统筹供区电网资源，构建“成体系、分层次、与地方发展相适应”的坚强电网。

公司控股股东为国网四川省电力公司。截至2024年上半年，国网四川电力持有公司20.07%股权，为公司控股股东；遂宁兴业投资集团、遂宁市瑞隆企业管理分别持有公司5.70%、5.65%股权。截至2024年上半年，公司下辖遂宁市明星自来水、遂宁市明星酒店、四川明星新能源科技等7家全资子公司和1家合营企业四川华润万通燃气，涉及供水、综合能源服务、电力与自来水工程设计、酒店、矿业和燃气等多个领域。公司深度、全面布局各领域，积极拓展多元化业务，培育新的利润增长点，以增强自身竞争优势、适应市场需求。

图1：明星电力公司股权结构图（截至2024年上半年）



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

明星电力公司的主要业务为电力、自来水、综合能源服务等，其中电力、自来水的生产与供应为公司的核心业务，公司综合能源服务业务包括电水设计安装、智能运维、市场化售电、电动车充电、二次供水等经营业务等。

电力业务经营模式：公司在遂宁市本级和船山区、安居区拥有完整的供电网络，网内水力自发电量全部上网销售，不足部分通过下网关口从国网四川省电力公司购买销售。供电区域为遂宁市本级和船山区、安居区。

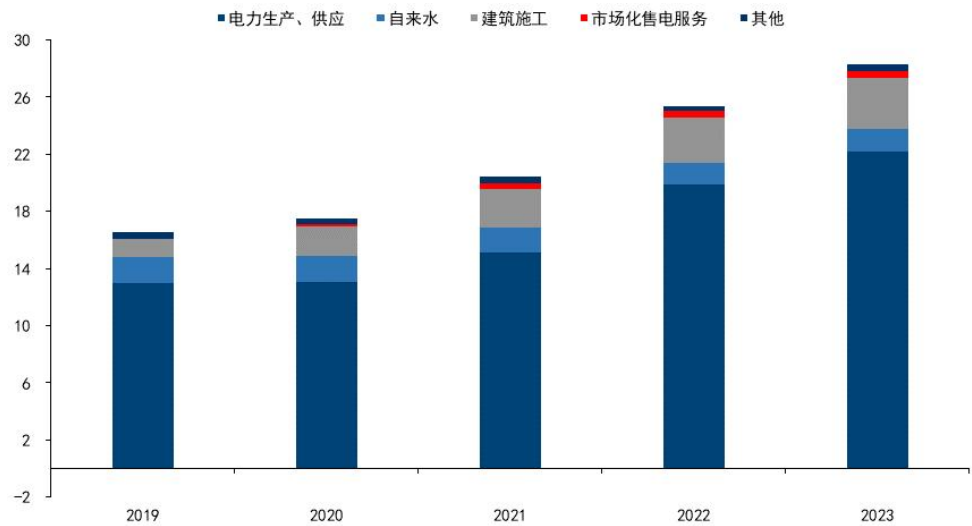
自来水业务经营模式：公司拥有完整的自来水制水、供水厂网系统，自来水厂生产后通过自有城市供水管网销售给网内用户。供水区域为遂宁市本级和船山区城区。2024年3月之后，随着公司三座自来水厂陆续关停，自来水业务的经营模式将由“制水、售水”模式调整为“制水、售水”+“趸购、售水”模式，自制水不足部分将向其他公司趸购，再向用户销售。

综合能源业务经营模式：公司拥有完整的电水设计安装、智能运维、市场化售电、电动车充电、二次供水等综合能源业务服务体系。公司综合能源业务通过市场化方式，主要面向电、水用户提供服务。

公司为国家电网下属的电力、自来水生产经营及综合能源服务企业，拥有完整的供电、供水网络及服务体系。在辖区内供电市场占有率 100%，供水市场占有率近 90%，综合能源服务正积极开拓市场并加速发展。截至 2024 年上半年，公司在遂宁市拥有水力发电站 4 座，装机容量 11.56 万千瓦。公司供区内有 110 千伏变电站 19 座，35 千伏变电站 20 座，变电总容量 251.84 万千伏安，电力用户 74.07 万户；供水能力 22.50 万吨/日，自来水用户 30.86 万户。

公司营业收入主要来源为电力生产、供应业务。2023 年，公司电力生产、供应业务收入为 22.16 亿元，占公司主营业务收入的比例为 83.38%，为公司主要的收入来源；同期内，自来水、建筑施工、市场化售电服务收入分别为 1.64、3.51、0.50 亿元，占公司主营业务收入的比例的分别为 6.17%、13.21%、1.90%。

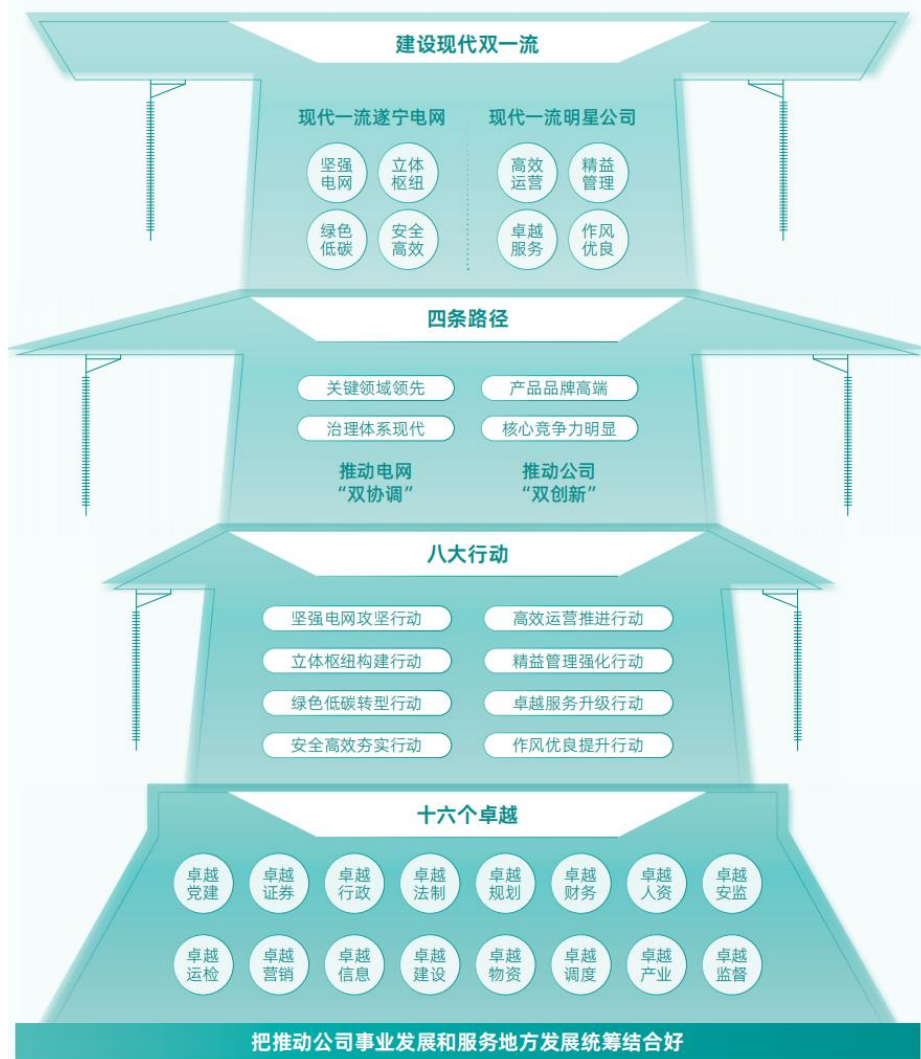
图2：明星电力收入结构图（亿元）



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

**明星电力公司发展战略：**，公司以建设“现代一流遂宁电网、现代一流明星公司”为战略目标，攻坚“四条路径”，实施“八大行动”，打造“十六个卓越”，推进“二四八十六”发展体系，重点围绕电水网络提档升级、供电供水保障能力提升、支持综合能源业务发展等方面开展投资，做强做优电水服务，拓展综合能源服务产业，进一步巩固公司的核心竞争力。

图3: 明星电力“二四八十六”发展体系



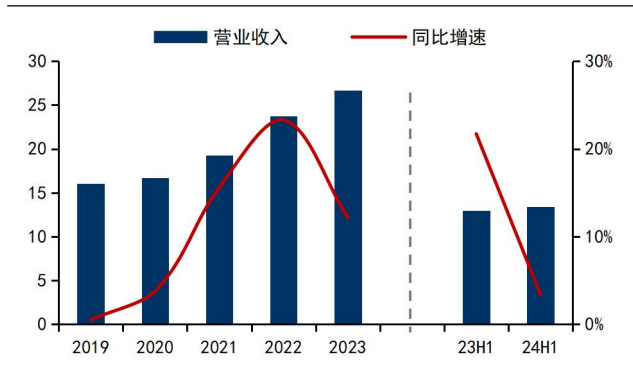
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

## 业绩表现稳健，财务状况较好

**售电、售水量攀升，营业收入实现增长，归母净利润同比下降。**公司业绩主要来源于电力、自来水和综合能源服务经营业务，经营利润主要来源于自发上网电量、售电量、售水量及综合能源服务业务收入的增长和成本、损耗（电力线损、厂用电消耗、水损）的有效控制。近年来，随着公司售电量持续增长，公司营业收入呈现增长态势。2024年上半年，公司实现营业收入13.40亿元（+3.37%），归母净利润0.85亿元（-16.54%），扣非归母净利润0.84亿元（-17.51%）。2024第二季度，公司实现营业收入6.42亿元（-0.36%），归母净利润0.15亿元（-65.63%），扣非归母净利润0.15亿元（-67.16%）。上半年营业收入同比增长原因为公司加强配电网建设投资，提升电力保障能力，并受益于国家成渝“双城”经济圈战略和遂宁建设“三城三都”，大力推进“工业强市”政策，公司售电量、售水量攀升，2024年上半年售电量21.46亿千瓦时，同比增长3.67%；售水量0.24亿吨，同比增长1.80%。归母净利润同比下降主要原因包括：一是上半年上游来水偏枯，自发电量同比减少，上半年公司完成自发上网电量1.90亿千瓦时，同比减少5.50%；二是上半年在建工程转固，电网资产累计折旧同比增加；三是上半年低谷

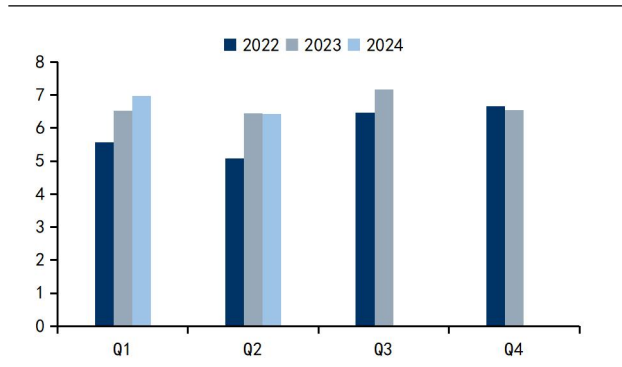
时段的用电量同比增加，电费收入增速放缓；同时，随着公司三座自来水厂陆续关停，公司外购水量增加，营业成本也随之增加。综合上述原因，公司营业成本增幅高于营业收入的增幅，归母净利润下降。

图4: 公司营业收入及增速 (单位: 亿元)



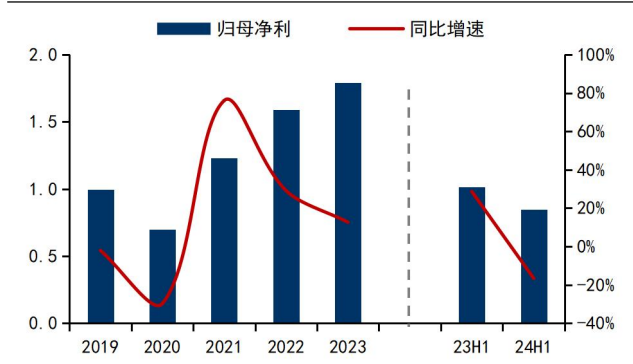
资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

图5: 公司单季营业收入 (单位: 亿元)



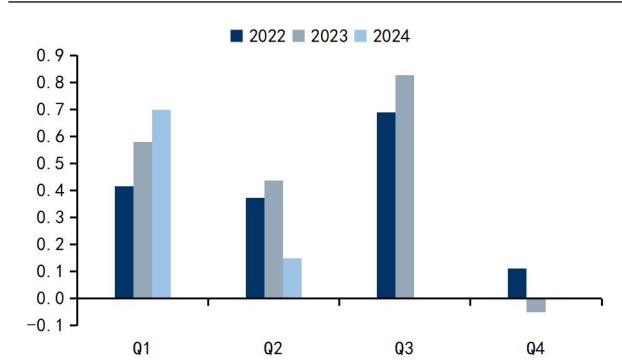
资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

图6: 公司归母净利润及增速 (单位: 亿元)



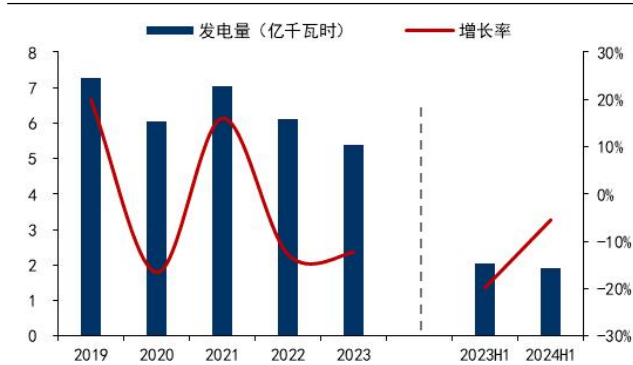
资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

图7: 公司单季归母净利润 (单位: 亿元)



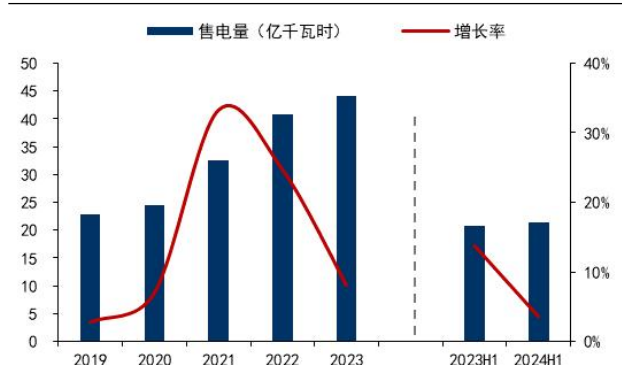
资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

图8: 公司发电量情况



资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

图9: 公司售电量情况



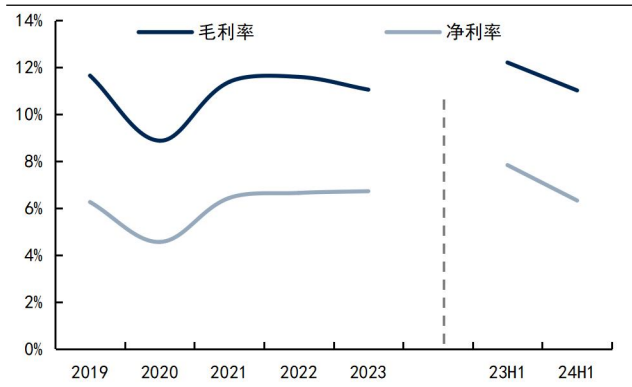
资料来源: 公司公告, Wind, 国信证券经济研究所整理

**毛利率下降，费用率水平提升，净利率下行。**2024年上半年，由于自发电量同比减少、低谷时段电费收入增速放缓等原因，公司毛利率为11.02%，较2023年同期减少1.19pct；费用率方面，2024年上半年，公司销售费用率、管理费用率、



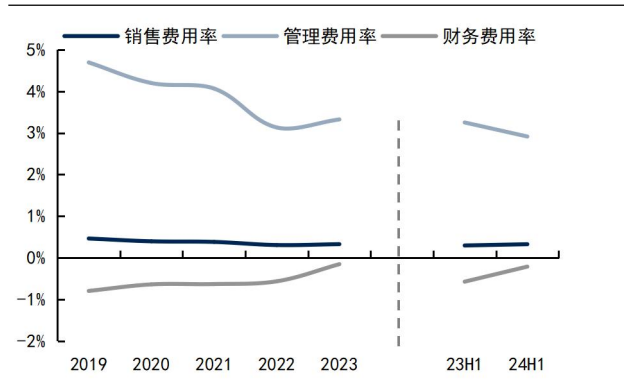
财务费用率分别为 0.33%、2.91%、-0.21%，销售费用率、财务费用率分别同比增加 0.03、0.36pct，管理费用率同比减少 0.34pct，整体费用率水平有所上升。由于公司毛利率水平下降及费用率水平略有提升，公司净利率为 6.33%，较 2023 年同期减少 1.51pct。

图 10: 公司毛利率、净利率变化情况



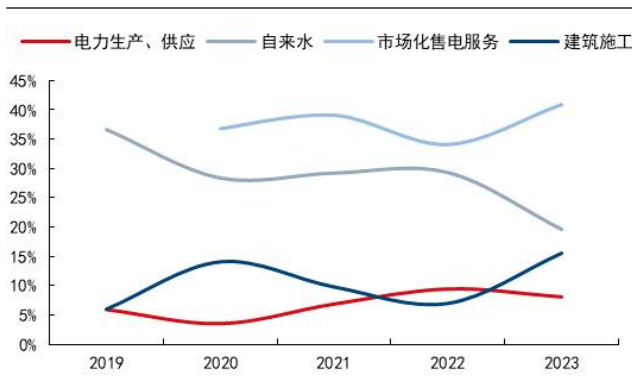
资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 11: 公司三项费用率变化情况



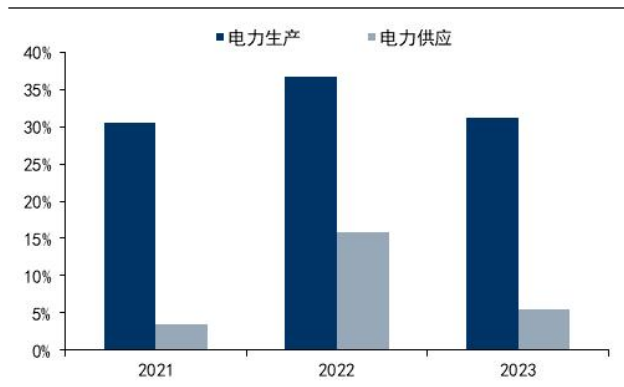
资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 12: 明星电力不同业务毛利率情况



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

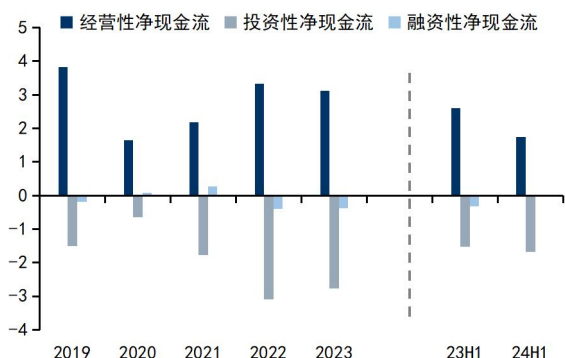
图 13: 公司电力生产、电力供应业务毛利率情况



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

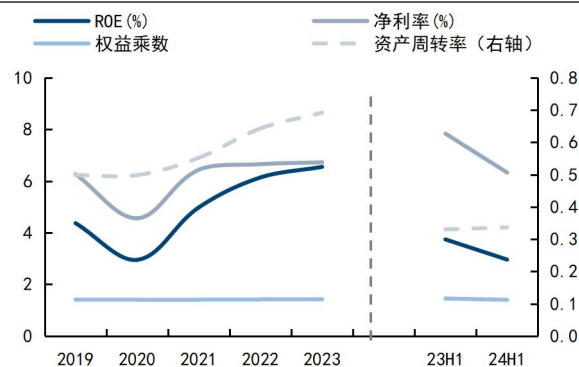
**ROE 有所下降，经营性净现金流同比下降，资产负债率处于较低水平。**2024 年上半年，由于公司净利率下降，公司 ROE 为 2.96%，较 2023 年同期减少了 0.78pct。现金流方面，2024 年上半年，公司经营性净现金流为 1.74 亿元，同比减少 32.92%，主要原因是上半年缴纳各项附加基金、污水处理费同比增加 864.96 万元，同时深圳市南山区人民法院因明星综合商社破产有关纠纷案冻结公司资金 2830.17 万元；投资性净现金流流出 1.67 亿元，同比增加 10.38%，主要系公司处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额大幅下降所致；融资性净现金流为 -0.02 亿元，较 2023 年同期增加 2998.59 万元，主要原因是全资子公司自来水公司在 2023 年同期归还了银行借款。资产负债率方面，2024 年上半年，公司资产负债率为 29.63%，较 2023 年底的 27.62% 增加 2.01pct，整体处于较低水平，公司资本结构较为合理。

图14: 公司现金流情况 (单位: 亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

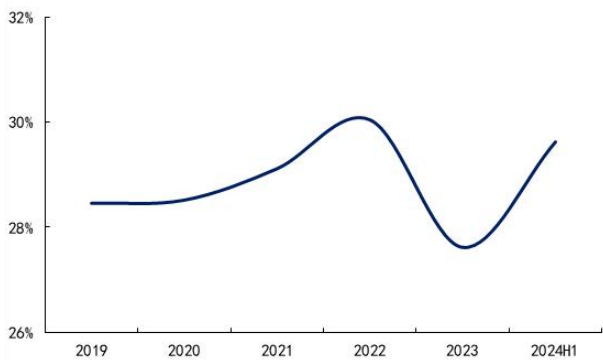
图15: 公司 ROE 及杜邦分析



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

**现金分红总额呈增长态势, 未来分红水平有望提升。**公司高度重视提质增效重回报, 积极践行“以投资者为本”理念, 自1997年上市以来, 公司通过送股、转增股本、现金红利等方式提高股东回报水平, 为投资者带来长期、稳定的投资回报。公司2021-2023年度共计派发现金红利1.10亿元, 三年平均现金分红占三年年均归母净利润的23.73%; 2023年, 公司派发现金红利0.10元/股, 现金分红总额为4214.33万元, 股利支付率为23.50%。根据公司披露的《2024年度“提质增效重回报”行动方案》, 未来公司分红计划将充分考虑公司盈利状况、所处行业特点、现金流状况及公司可持续发展等因素, 制定合理持续的利润分配方案, 增强分红的稳定性、及时性和可预期性, 在具备分红条件时, 将优先采用现金分红的方式进行利润分配, 力争实现现金分红比例不低于归母净利润的30%。

图16: 公司资产负债率情况 (单位: 亿元)



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图17: 公司现金分红及股利支付率情况



资料来源: Wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

# 电改持续推进，新型电力系统建设提速

## 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

要点	核心内容
有序推进电价改革，理顺电价形成机制	<b>发售电价格由市场形成。</b> 放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。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、市场竞争等方式自主确定。
单独核定输配电价	<b>单独核定输配电价。</b> 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。
推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制	<b>引导市场主体开展多方直接交易。</b> 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	<b>鼓励建立长期稳定的交易机制。</b> 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	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费。
稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务	<b>鼓励社会资本投资配电业务。</b> 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。 <b>多途径培育市场主体。</b> 允许符合条件的高新技术开发区、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加，售电行业市场空间有望持续扩张。工商业用户实施市场化电价改革，对于拥有电网资产的企业而言，盈利模式由购销价差模式转变为输配电价模式。

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。
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	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。 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， <b>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</b>

	源局	步完善交易机制的通知》	<b>电压等级用户均可参与交易。</b> 支持年用电量超过 500 万千瓦时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发用电计划的通知》	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， <b>10 千伏及以上的用户要全部进入，其他用户也要尽快进入。</b>
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 2023 年的 56679 亿千瓦时，呈快速增长态势，且 2023 年市场化交易电量占全社会用电量的比重为 61.4%，同比增加 0.6pct。2024 年 1-7 月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 34950.9 亿千瓦时，同比增长 9.5%，占全社会用电量比重为 62.4%。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 18: 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

**第三监管周期省级电网输配电价政策落地，加快推动电力市场建设。**2023 年 5 月，国家发改委发布《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，在严格成本监审基础上核定第三监管周期省级电网输配电价，进一步深化输配电价改革。本轮输配电价改革的主要变化体现在以下方面：一是工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成，系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等，上网环节线损费用按实际购电上网电价和综合线损率计算，及时、合理体现用户购电线损变化和清晰反映电力系统调节资源费用；二是执行工商业（或大工业、一般工商业）用电价格的用户，用电容量在 100 千伏安及以下的，执行单一制电价；100 千伏安至 315 千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；315 千伏安及以上的，

执行两部制电价，现执行单一制电价的用戶可选择执行单一制电价或两部制电价，不同电压等级电价更好反映了供电成本差异。

表3:《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》核心要点梳理

要点	核心内容
用户用电价格	用户用电价格逐步归并为居民生活、农业生产及工商业用电（除执行居民生活和农业生产用电价格以外的用电）三类；尚未实现工商业同价的地方，用户用电价格可分为居民生活、农业生产、大工业、一般工商业用电（除执行居民生活、农业生产和大工业用电价格以外的用电）四类。
工商业用户电价	工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。系统运行费用包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费。上网环节线损费用按实际购电上网电价和综合线损率计算。电力市场暂不支持用户直接采购线损电量的地方，继续由电网企业代理采购线损电量，代理采购损益按月向全体工商业用户分摊或分享。 执行工商业（或大工业、一般工商业）用电价格的用戶（以下简称工商业用戶），用电容量在100千伏安及以下的，执行单一制电价；100千伏安至315千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；315千伏安及以上的，执行两部制电价，现执行单一制电价的用戶可选择执行单一制电价或两部制电价。选择执行需量电价计费方式的两部制用戶，每月每千伏安用电量达到260千瓦时及以上的，当月需量电价按本通知核定标准90%执行。每月每千伏安用电量为用戶所属全部计量点当月总用电量除以合同变压器容量。
居民生活、农业生产用电电价	居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

图19: 第二、第三监管周期省级电网输配电价构成比较（以四川省为例）

2020~2022年省级电网输配电价（四川省）													
用电分类	电度电价（元/千瓦时）					容（需）量电价							
	不满1千伏	1-10千伏	35千伏	110千伏	220千伏	最大需量（元/千瓦·月）		变压器容量（元/千伏安·月）					
工商业及其他	单一制	0.2734	0.2511	0.2288									
	两部制		0.1626	0.1355	0.0958	0.0668	33					22	

第三监管周期省级电网输配电价（四川省）														
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	220千伏	需量电价（元/千瓦·月）				容量电价（元/千瓦·月）				
						1-10 (20) 千伏	35千伏	110千伏	220千伏	1-10 (20) 千伏	35千伏	110千伏	220千伏	
工商业及其他	单一制	0.256	0.2296	0.1989										
	两部制		0.1390	0.1092	0.0669	0.0478	35	32	27	24	22	20	17	15

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

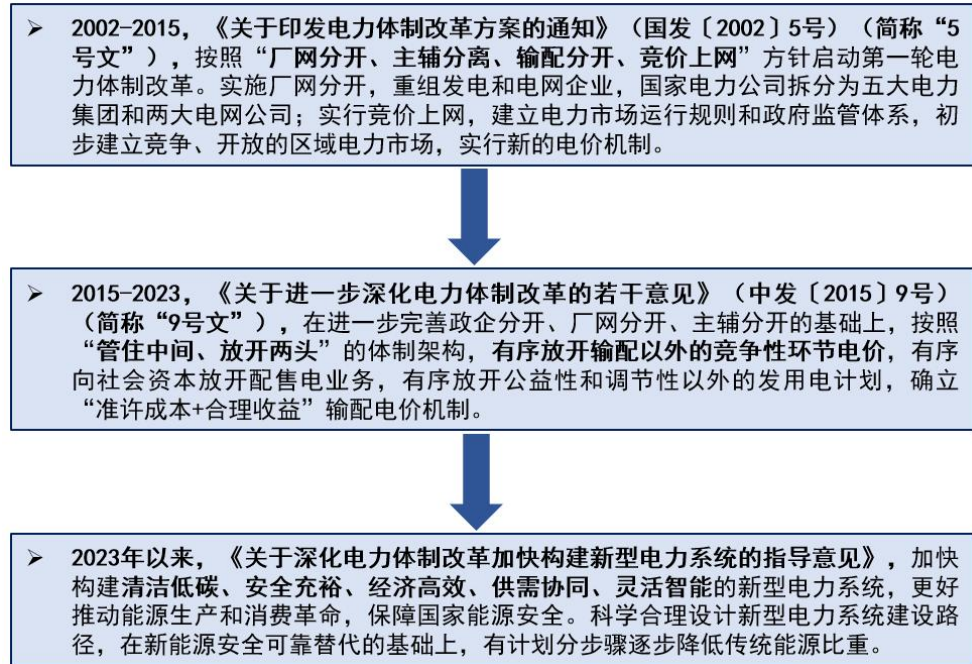
## 新型电力系统建设提速，源网荷储一体化发展推进

电力体制改革持续推进，加快新型电力系统建设。自2002年5号文发布以来，电力体制改革持续推进，在电力市场、电力市场主体多元化、电价市场化、电力交易市场、输配电价改革等方面取得积极进展。当前，随着“双碳”目标政策推进，新能源装机容量和发电量占比持续提升，对电力系统平衡带来挑战，亟需采取市场化机制促进电力系统平衡，保障新能源消纳和“双碳”目标政策有效落地。2023年7月11日，中央深改委第二次会议召开，审议通过了《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，会议强调要深化电力体制改

革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，保障国家能源安全。此次《意见》出台意味着新一轮电改启动，主要任务聚焦于构建新型电力系统。2024年5月23日，国家领导人在山东济南召开企业和专家座谈会，座谈会上，国电投董事长、党组书记刘明胜等9位企业和专家代表先后发言，就深化电力体制改革等提出意见建议。

回顾我国电力体制改革历程可以发现，我国电力体制改革持续向电力行业市场化方向推进，多层次电力市场建设、电力市场主体多元化发展以及电价机制市场化是电力体制改革的重要方向。

图20：我国电力体制改革历程梳理



资料来源：国家发改委，中国政府网，国信证券经济研究所整理

**新型电力系统含义：**根据《新型电力系统发展蓝皮书》，新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大基本特征。

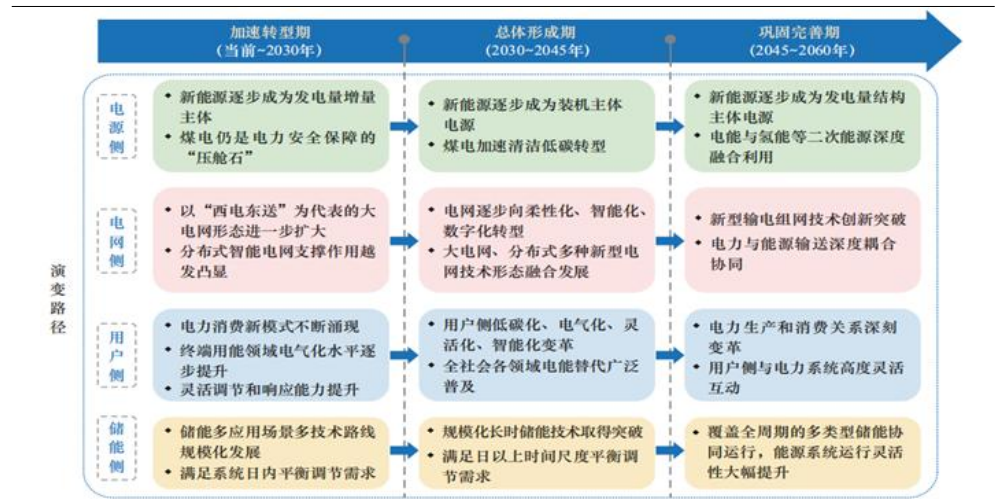
《新型电力系统发展蓝皮书》提出，新型电力系统建设分为加速转型期（当前-2030年）、总体形成期（2030-2045年）、巩固完善期（2045-2060年）三个阶段，根据《新型电力系统发展蓝皮书》，对新型电力系统建设三个阶段的主要路径整理如下：

**加速转型期（当前-2030年）：**电源侧非化石能源发电快速发展，新能源逐步成为发电量增量主体，同时煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型；电网侧以西电东送为代表的跨省跨区通道规模进一步扩大，配电网有源化发展以及分布式智能电网快速发展；用户侧终端用能电气化水平持续增长，灵活调节和响应能力提升；储能侧多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求。此外，全国统一电力市场体系基本形成，促进新能源发展，并激发各类灵活性资源调节能力。

**总体形成期（2030-2045年）：**电源侧新能源逐渐成为主体电源，煤电加快清洁低碳转型；电网侧柔性化、智能化、数字化发展转型，常规直流柔性化改造、柔性交直流输电、直流组网等新型输电技术广泛应用，大电网、分布式智能电网等融合发展；用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革，全社会各领域电能替代广泛普及，虚拟电厂等用户侧优质调节资源参与电力需求响应市场化交易；储能侧规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求。

**巩固完善期（2045-2060年）：**电源侧新能源逐步成为发电量结构主体电源，电能与氢能等二次能源深度融合利用，煤电等传统电源转型为系统调节性电源，新一代先进核电技术实现规模化应用；电网侧低频输电、超导直流输电等新型技术实现规模化发展，交直流互联的大电网与主动平衡区域电力供需、支撑能源综合利用的分布式智能电网等多种电网形态广泛并存，打造出输电—输气一体化的“超导能源管道”；用户侧构建以电氢协同为主的终端用能形态，与电力系统高度灵活互动；储能侧储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，大幅提升能源系统运行灵活性。

图 21：新型电力系统建设“三步走”发展路径



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》，国信证券经济研究所整理

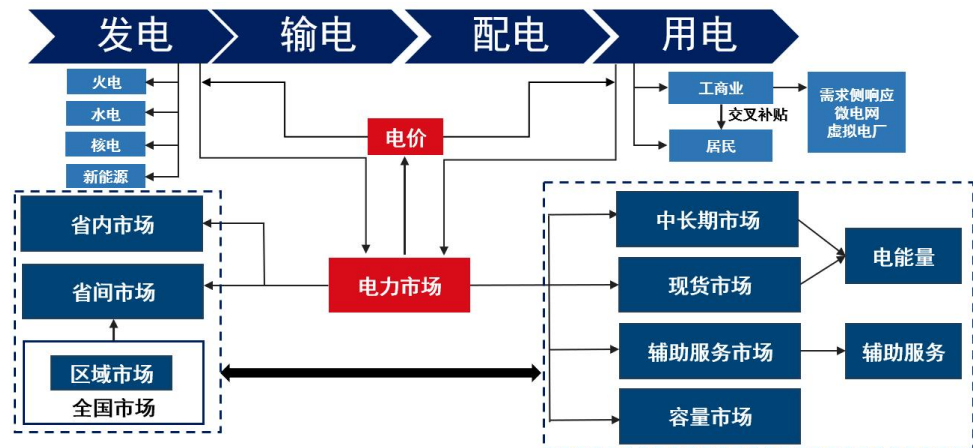
当前，新型电力系统建设加快推进，亟需建立起与新型电力系统相适应的电力市场体制机制，推进新能源发展的同时有效解决新能源消纳问题，实现电力能源安全、低碳、经济供应，并通过市场化方式提升电力资源配置效率。

我们认为，本轮电改将进一步深化电力行业市场化，或主要将从多层次电力市场建设以及电价机制市场化两个方向展开：

**1) 健全多层次统一电力市场体系。**中长期市场、现货市场、辅助服务市场、容量市场建设推进，不同市场之间的相互衔接机制逐步完善，为不同电力价值属性实现提供交易场所。同时，省内市场、区域市场、全国统一电力市场建设，跨区域电力市场建设逐步落地，实现不同区域间电力余缺互济和新能源跨区域输送，缓解电力短缺的同时促进新能源消纳水平提升。通过多层次电力市场建设，有效支撑新型电力系统发展。

**2) 电价机制市场化发展。**两部制电价、分时电价、电价市场化等机制建立和完善，逐步由电力市场供需决定电价，体现电力商品的电能量、调节、容量、绿色价值，反映并疏导发电成本，降低交叉补贴，发挥价格信号作用实现供需调节引导新能源市场化消纳和保障能源安全。

图22: 我国电力体制改革发展方向梳理



资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

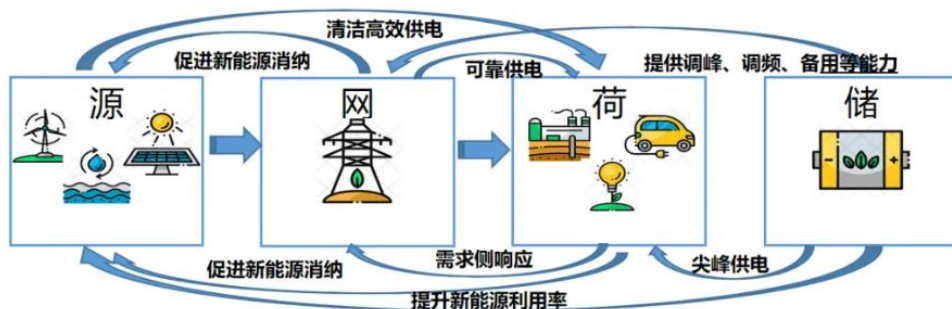
**配电网改造升级推进，助力坚强电网打造。**2024年7月，国家发改委、国家能源局、国家数据局联合印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》，提出优化加强电网主网架，补齐结构短板，夯实电力系统稳定的物理基础，实现配电网高质量发展行动，促进配电网对新能源的消纳能力提升。此后，国家能源局于2024年8月印发《配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）》，提出紧密围绕新型电力系统建设要求，加快推动一批配电网建设改造任务，补齐配电网安全可靠供电和应对极端灾害能力短板，提升配电网智能化水平，满足分布式新能源和电动汽车充电设施等大规模发展要求；制修订一批配电网规划设计、建设运营、设备接入标准，持续提升配电网运营效益。

**新型电力系统建设加快背景下，源网荷储一体化发展。**新型电力系统相较于以化石能源为主的传统电力系统的变化主要体现在：一是电源端风光可再生能源发电成为主体电源；二是电网端形态将向多元双向结构层次转变；三是负荷端转变为柔性、源荷属性兼具方向发展；四是运行特性由“源随荷动”向“源网荷储”互动转变。新型电力系统建设加快推进背景下，风光新能源逐步成为主体电源，其波动性、间歇性、随机性的特点，影响电网安全稳定运行。通过推进源网荷储一体化发展，实现电源、电网、负荷和储能交互，提升电力系统的功率动态平衡能力，促进解决清洁能源消纳提升，同时降低其对电网安全稳定运营带来的影响。

**政策支持推动源网荷储一体化发展，拥有电网资产的企业大有可为。**2021年3月，国家发改委、国家能源局印发《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》，提出优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。2021年10月，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，提出加快建设新型电力系统，积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。国家政策大力推动源网荷储一体化发展的背景下，拥有电网资产的企业可积极发展分布式电源以及储能业务，构建多能互补的能源供应体系，为下游用户提供多种能源供应和综合能源服务，实现盈利增长的同时提升电网资产利用效率，实现整体运营效益水平进一步改善。



图 23: 源网荷储一体化发展图示



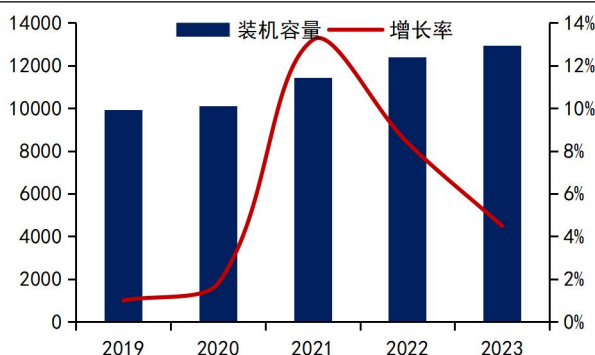
资料来源：中国三峡能源，国信证券经济研究所整理

### 四川省电源以水电为主，用电量增长较快

四川省能源资源丰富，是能源建设、生产和消费大省，在全国能源平衡和发展格局中具有重要地位。四川省作为全国的水电能源基地，其水电外送华中和华东是国家“西电东送”战略的重要组成部分，对优化全国电源结构至关重要。近年来，四川在能源发展方面进行了积极探索和布局。

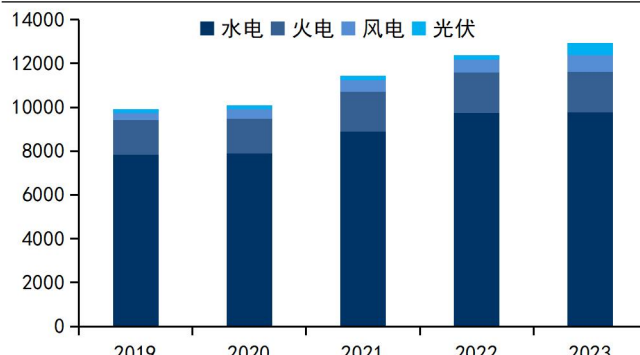
**装机规模不断扩大，电源以水电为主，多能互补能力逐渐提升。**2019-2023 年，四川省电源装机规模持续扩大，2023 年装机容量达 12947 万千瓦，同比增长 4.5%，较 2019 年的 9929 万千瓦增长了 30.4%。从电源装机结构来看，2023 年四川省火电、水电、风电及光伏装机容量分别为 1845、9759、770、574 万千瓦，分别同比增长 0.27%、0.13%、28.76%、178.64%，分别占四川省发电装机容量的 14.25%、75.38%、5.95%、4.43%。近年来，四川新能源装机迅速增长，2023 年风光新能源发电装机容量达 1344 万千瓦，较 2019 年的 513 万千瓦增长了 161.99%。《四川省电源电网发展规划（2022-2025 年）》指出，到 2025 年，四川将基本建成具备较强抗风险能力的电力系统，电力装机规模再上新台阶，达 16560 万千瓦；四川电源结构将更加优化，火电、水电、风电、光伏发电装机占比将调整为 16.6%、64.1%、6.0%、13.3%，电源多能互补、水火互济能力显著增强，强化水电支撑地位，尽快提高风光新能源占比，提速顶峰兜底调节性火电建设，加紧推进抽水蓄能项目开工。

图 24: 2019-2023 年四川省装机容量及增长率（万千瓦、%）



资料来源：四川省统计局，国信证券经济研究所整理

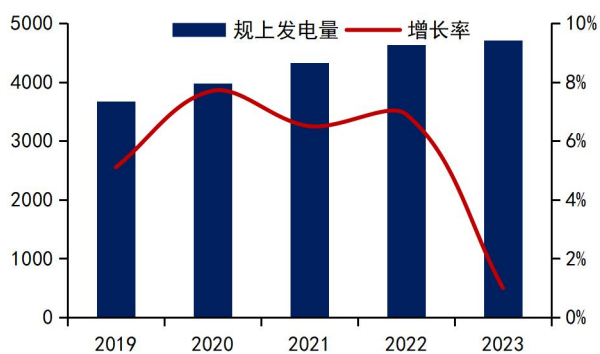
图 25: 2019-2023 年四川省装机结构（万千瓦）



资料来源：四川省统计局，国信证券经济研究所整理

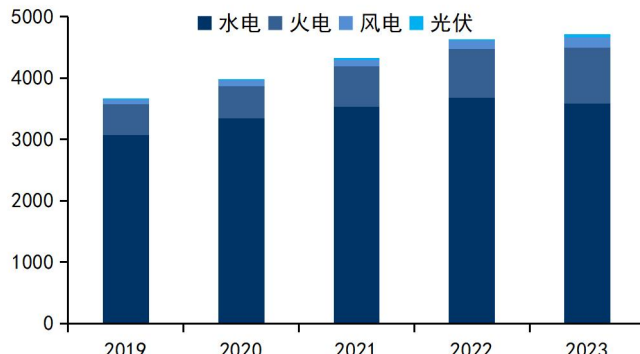
发电量持续增长，水电发电量占比最大，风光发电量占比提升。2019-2023年，四川省发电量呈增长态势，2023年四川省规模以上工业企业发电量为4712.6亿千瓦时，同比增长1.0%，较2019年的3671亿千瓦时增长28.4%。从发电量结构来看，2023年四川省火电、水电、风电及光伏发电量分别为917、3583.3、167.4、44.05亿千瓦时，分别同比增长13.5%、-3.1%、23.7%、61.4%，分别占四川省发电量的19.46%、76.04%、3.55%、0.93%。2023年，四川风光发电量合计211.45亿千瓦时，较2019年翻倍，占全部发电量的比例也由2019年的2.53%提升至2023年的4.49%，增长了1.96pct。

图26: 2019-2023年四川规上发电量及增长率(亿千瓦时)



资料来源: 四川省统计局, 国信证券经济研究所整理

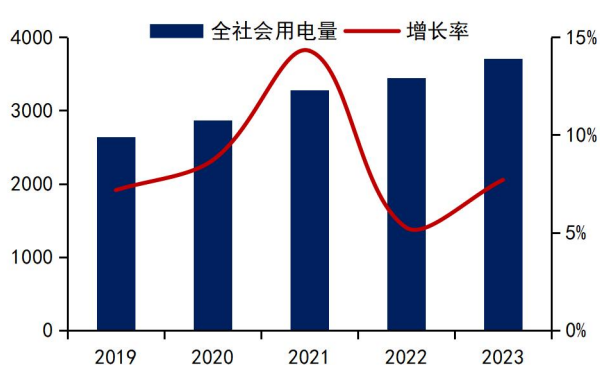
图27: 2019-2023年四川省发电量结构(亿千瓦时)



资料来源: 四川省统计局, 国信证券经济研究所整理

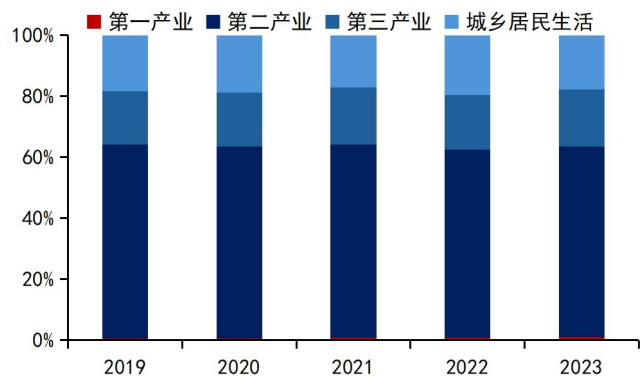
用电量逐年攀升，第二产业用电量占比最大，第三产业用电量占比显著增长。2023年四川省全社会用电量3711.3亿千瓦时，同比增长7.7%，达到《四川省“十四五”电力发展规划》预期的2025年全社会用电量达3700亿千瓦时的水平。从用电量结构来看，2023年，四川省第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量分别为34.3、2326.4、692.5、658.1亿千瓦时，分别同比增长21.52%、9.61%、12.04%、-2.96%，分别占四川省发电量的0.92%、62.68%、18.66%、17.73%。2023年，四川省第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量占比较2019年分别变动0.43%、-0.95%、1.15%、-0.62%，第一产业用电量占比稍有提升，第三产业用电量占比增幅较大，第二产业、城乡居民生活用电量占比下降。随着四川经济的持续发展和人口的不断增加，电力需求将呈现持续增长的趋势。

图28: 2019-2023年四川省用电量及增长率(亿千瓦时、%)



资料来源: 四川省统计局, 国信证券经济研究所整理

图29: 2019-2023年四川省用电量结构(亿千瓦时)



资料来源: 四川省统计局, 国信证券经济研究所整理

根据发展规划和发展需求，未来四川将持续优化能源结构，将电力供给结构由水电单一主体转变为水电和新能源为双主体，其他电源做补充的多能互补的能源结

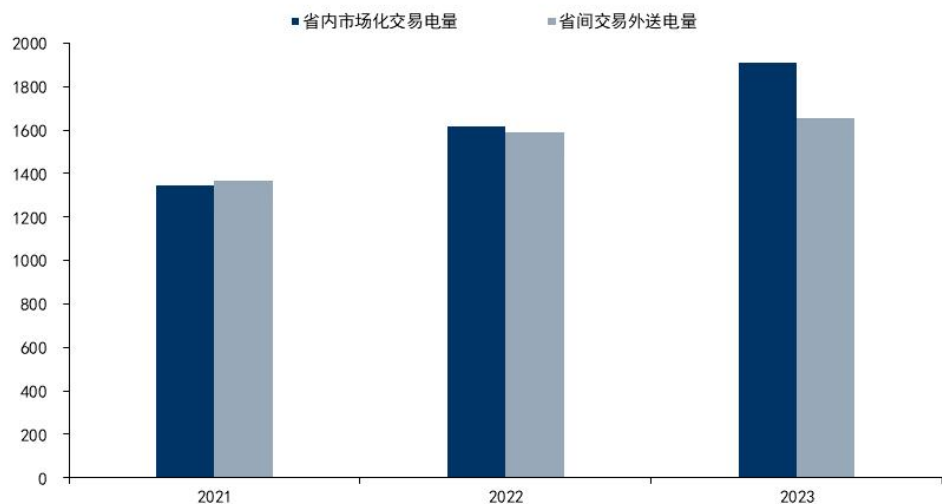
构；加快建设跨省跨区的直流输电工程，由单一的水电外送大基地转变为中国西部水风光“多送多受”的清洁能源立体主枢纽；聚焦特高压、虚拟电厂、氢能储能等领域的核心技术研发和应用，打造新型电力系统“样板区”。

四川大力发展新质生产力，加快构建现代化产业体系，四川省高新技术产业、新能源相关产业保持向好态势。2024年上半年，四川全省规模以上高技术制造业增加值增长6.9%，其中计算机及办公设备制造业、电子及通信设备制造业分别增长11.6%、10.0%；四川省六大优势产业（规模以上工业部分）增加值增长6.6%，其中先进材料产业、装备制造产业分别增长11.2%、10.7%；绿色低碳优势产业增加值增长11.0%，其中动力电池、钒钛产业分别增长42.1%、21.7%。未来随着四川持续推动新质生产力发展和承接东部地区产业转移，预计经济将保持较快增速，用电量有望实现较快增长。

**四川省电力交易电量持续增加，现货市场建设逐步推进。**2023年，四川省内市场化交易电量1912.76亿千瓦时，同比增长18.34%，占四川省全社会用电量的比例为51.54%，同比增加4.65pct；省间交易外送电量1655.47亿千瓦时，同比增长4.14%。现货电力市场交易方面，根据四川省电力交易中心发布的《2023年度四川电力市场运营报告》，2023年1-6月、11-12月，四川开展火电竞价现货长周期结算试运行，合计上网电量505.61亿千瓦时，度电均价0.50元/千瓦时，现货市场交易电量69.47亿千瓦时，现货均价为0.62元/千瓦时。

**工商业用户参与交易范围扩大以及新增新型主体参与电力市场交易，四川省电力市场交易规模有望进一步增加。**《四川省2024年省内电力市场交易总体方案》提出，扩大地方电网网内工商业用户参与交易试点范围，纳入试点范围的地方电网工商业电力用户均可直接从电力市场购电，取消年用电量大于1000万千瓦时要求。同时，增加新型主体参与市场交易，推动新型主体参与系统调节，增加满足市场准入条件的独立新型储能电站、用户侧新型储能项目、车网互动试点示范项目参与市场交易，助力新型电力系统建设。

图30：四川省电力市场交易情况（亿千瓦时）



资料来源：四川电力交易中心，国信证券经济研究所整理

## 电力生产、供应业务稳健，综合能源业务稳步发展

### 电力生产业务稳健，电力供应业务规模有望持续扩张

**电力生产业务：**当前公司水电资产主要为在遂宁区域的三星电站、过军渡电站、小白塔电站、龙凤电站 4 座水电站，公司水电发电量和电力生产业务收入受来水情况变化有一定波动，但公司遂宁区域的水电资产整体利用小时数较高，公司水电上网自发电量主要在公司供区范围内消纳，整体业绩表现较为平稳。未来公司将加强发电机组精益运维，充分利用来水满发多供，实现电力生产业务稳健发展。

表4: 明星电力公司在运水电资产情况

电站名称	容量（万千瓦）	机组数量	权益比例	权益装机（万千瓦）
三星电站	4.8	3*1.6	100%	4.8
过军渡电站	4.5	2*2.25	100%	4.5
小白塔电站	1.6	5*0.32	100%	1.6
龙凤电站	0.658	2*0.125+3*0.136	100%	0.658
<b>合计</b>	<b>11.558</b>			<b>11.558</b>

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 31: 公司水电（遂宁区域）利用小时数与电力生产业务收入情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

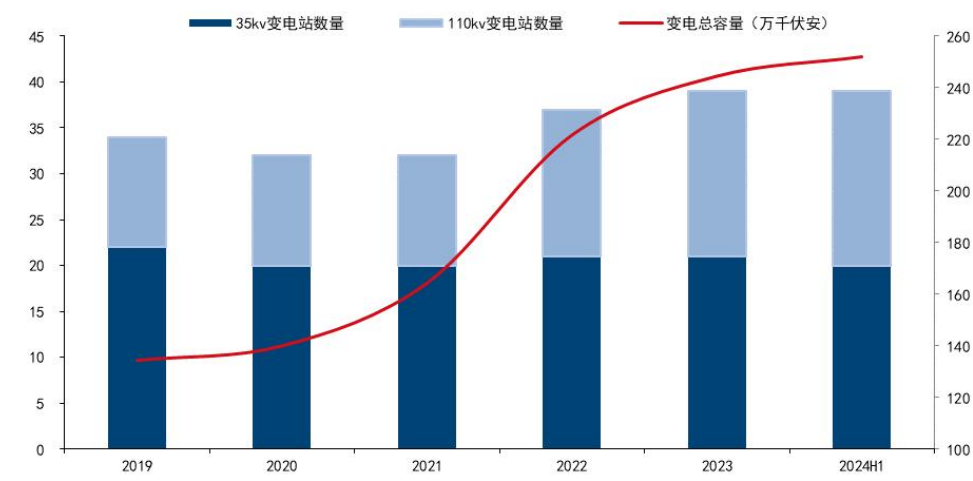
**电力供应业务：**公司拥有区域性独立的电网优势，通过持续加大投入，基本形成坚强电网，在辖区内供电市场占有率 100%。受电力体制改革推进影响，工商业用户电价市场化改革落地，“放开两头、管住中间”实施，公司供电业务盈利模式从购销价差模式转变为输配电价模式，2023 年 6 月 1 日起，国家实施新一轮电网输配电价，盈利空间进一步收窄，对公司经营业绩造成一定压力。输配电价基本稳定，未来公司供电业绩增长则主要依赖于供电量的增加。

**公司持续强化电网网架建设，变电容量持续增加。**“十四五”期间，明星电力公司电网投资额达 29.64 亿元，主要用于主网建设和农网升级改造。根据《遂宁市“十四五”能源发展规划》，“十四五”期间明星电力供区共计新建 110kV 变电站 8 座，共计新增 110kV 变电容量 997MVA，其中船山区“十四五”期间新建 110kV

变电站 5 座，共计新增 110kV 变电容量 667MVA；安居区“十四五”期间新建 110kV 变电站 3 座，共计新增 110kV 变电容量 330MVA。

目前，公司加快推进 220kV 同盟站 110kV 配套出线工程、110kV 流通坝输变电工程等项目，还将陆续启动建设龙凤 110kV 输变电工程、分水 35kV 输变电工程、同盟至白马、同盟至遂北 110kV 线路，110kV 遂东站主变扩容扩建等项目，变电站容量有望进一步增长。公司将持续推进农村电网改造升级、配电网智能化水平提升，资本开支侧重配电网升级改造，未来公司保供服务能力有望不断提升，售电市场增量实现不断增长。

图 32：公司变电站数量及变电总容量情况（座）



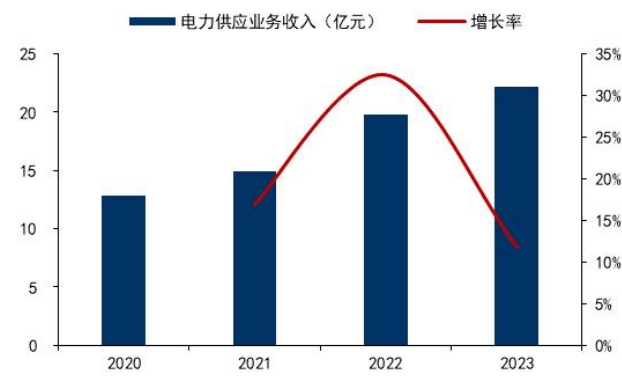
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 33：公司外购电量情况



资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

图 34：公司电力供应业务收入情况



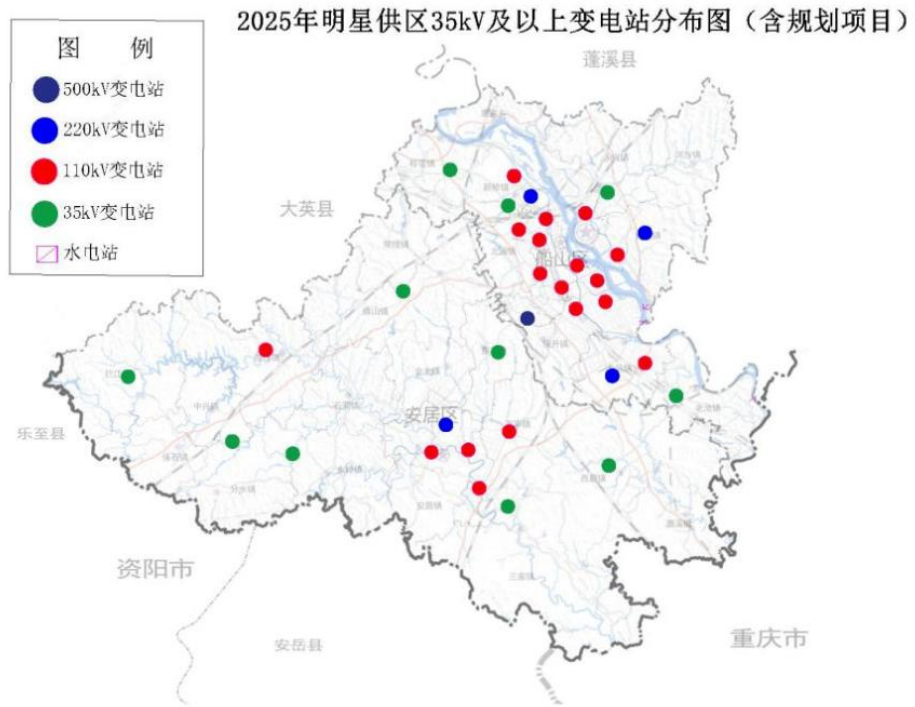
资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

表5: 公司主要在建电网项目情况

项目	投资额 (亿元)	工程累计投入占投资额比例
船山公司运维中心和生产及辅助用房项目 10kV 配电工程	0.14	82.22%
运维中心 35kV 白拦线改造	0.14	63.74%
运维中心 220kV 同盟站 110kV 配套出线工程	0.87	65.25%
运维中心 110kV 流通坝输变电工程	0.27	60.41%
运维中心 110kV 乌木站至裕能片区 35kV 线路新建工程	0.11	2.99%
运维中心分水 35kV 输变电新建工程	0.26	2.12%
运维中心同盟至白马 110kV 线路新建工程	0.24	3.00%
运维中心同盟至遂北 110kV 线路新建工程	0.30	
<b>合计</b>	<b>2.32</b>	

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 截至 2024 年上半年

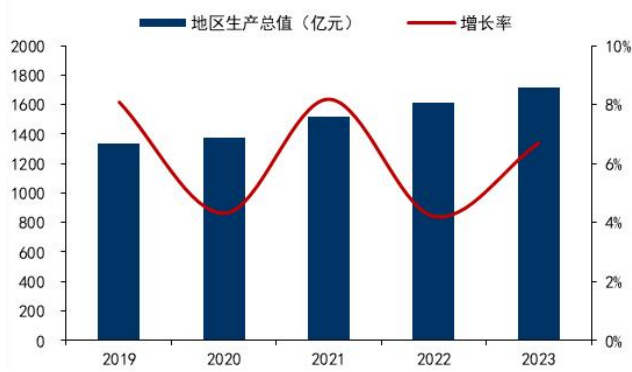
图 35: 2025 年明星电力供区 35kV 及以上变电站分布图



资料来源: 明星电力官方微信公众号, 国信证券经济研究所整理

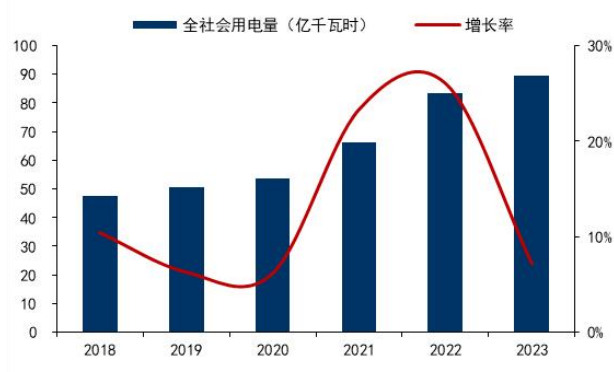
**遂宁地区经济发展向好, 公司有望收益。**“十四五”开局之初, 遂宁市结合自身资源禀赋及产业优势, 明确筑“三城”（绿色智造名城、生态公园名城、养心文旅名城）兴“三都”（西部水都、东方气都、锂电之都）的发展目标, 大力推进地区经济发展。十四五以来, 遂宁招引多个锂电项目, 2022 年遂宁锂电产业被列入四川省战略性新兴产业集群, 锂电产业快速发展驱动遂宁地区经济稳健增长。2024 年上半年遂宁地区生产总值 841.89 亿元, 同比增长 6.8%。随着经济发展向好, 遂宁地区的全社会用电量增长较快, 2023 年遂宁全社会用电量达 89.5 亿千瓦时, 同比增长 7.1%。受益于国家成渝“双城”经济圈战略和遂宁建设“三城三都”, 推进“工业强市”政策, 近年来辖区广泛承接东部地区产业转移、招商能力不断增强, 为公司电力供应业务发展带来积极影响。

图36: 遂宁市地区生产总值情况



资料来源: 遂宁市统计局, 国信证券经济研究所整理

图37: 遂宁市全社会用电量情况



资料来源: 遂宁市统计局, 国信证券经济研究所整理

**公司与同行业公司的比较分析:** 公司业务模式为生产、供电一体化, 与公司业务模式比较相近的上市公司有三峡水利、广西能源、乐山电力等。从自有水电装机容量来看, 广西能源、三峡水利的自有水电装机规模相对较大, 明星电力与乐山电力的自有水电装机容量相当; 从电网资产来看, 明星电力的电网运营区域主要在遂宁市本级和船山区、安居区, 三峡水利的电网运营区域主要在重庆市万州区、涪陵区、黔江区、秀山县、酉阳县、两江新区等地, 广西能源的电网运营区域主要在贺州市三县两区, 乐山电力的电网运营区域主要分布在乐山市和眉山市的部分区县; 售电量情况, 2023年明星电力、三峡水利、广西能源、乐山电力的售电量分别为44.0、139.8、84.6、45.3亿千瓦时, 三峡水利售电量规模相对较大, 明星电力与乐山电力基本相当。

表6: 明星电力公司与同行业公司比较

公司	水电装机容量 (千瓦)	供电业务情况	所在区域
明星电力	11.56	公司在遂宁市本级和船山区、安居区拥有完整的供电网络, 网内水力发电量全部上网销售, 不足部分通过下网关口从国网四川省电力公司购买销售。截至2024年上半年, 公司供区内有110千伏变电站19座, 35千伏变电站20座, 变电总容量251.84万千伏安, 电力用户74.07万户。2023年公司售电量为44亿千瓦时(+8.7%)。	四川遂宁
三峡水利	75	供电区域覆盖重庆市万州区、涪陵区、黔江区、秀山县、酉阳县、两江新区等地, 年均供电量占重庆市年均用电量的10%左右。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。2023年售电量为139.75亿千瓦时(+2.97%)。	重庆
广西能源	85.86	主要供电营业区包括贺州市三县两区及梧州市部分直供用户。公司售电来源主要包括自发电和外购电两部分: 公司所属合面狮电厂、巴江口电厂、昭平电厂、下福电厂四大水电厂接入公司电网; 梧州京南水电厂、桥巩水电站、广投贺州电厂接入广西电网。接入公司电网的自发电目前不能完全满足供电区域的供电需求, 需要从国家电网、南方电网购入部分外购电量。2023年售电量为84.62亿千瓦时(-4.4%)。	广西贺州
乐山电力	11.16	公司电网供电区域主要分布在乐山市和眉山市的部分区县。截至2024年6月末, 公司拥有110千伏变电站22座, 主变35台, 总容量116.50万千伏安, 110千伏线路48条, 总长度683.60公里, 为乐山市“三县两区”提供电力。2023年售电量为45.32亿千瓦时(+12.6%)。	四川乐山

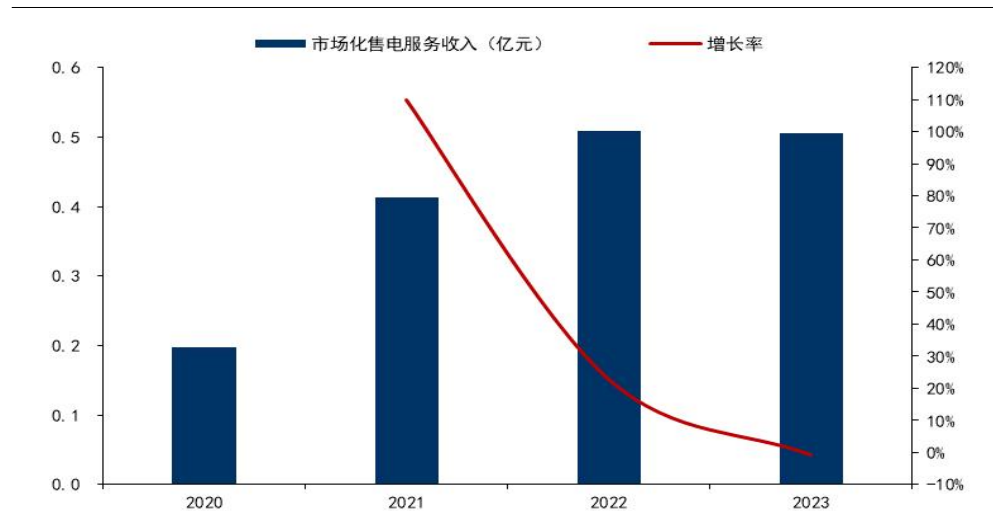
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

## 综合能源服务业务稳步发展，创造增量利润

公司围绕综合能源产业拓展，创造新的利润增长点。公司在持续做大传统建安和电力设计业务的同时，大力拓展设计安装、智能运维、市场化售电、电动汽车充电、能源托管等综合能源服务产业，创造更多的利润增长点。综合能源资本开支主要围绕充电站建设、能源托管等综合能源项目，增加新的利润增长点。2024年上半年，公司综合能源服务营业收入1.32亿元，净利润1310.04万元。未来公司综合能源服务业务主要围绕设计安装、智能运维、市场化售电、电动汽车充电、能源托管等方面进行拓展。

公司市场化售电服务通过提供多元化的电力服务为电力用户提供更多的选择，使用户能够根据自身的需求和实际情况选择合适的电力供应商，提高用户用电服务质量和降低客户用电成本。公司积极参与市场化售电业务，售电量实现稳步增长，同时市场占有率也逐步提高，2023年完成市场化售电量62.95亿千瓦时。面对市场化售电领域的激烈竞争和高毛利率持续的不确定性，公司通过提供智能运维、能源托管等增值服务增强客户粘性，进一步提升公司在市场化售电领域的竞争力和市场地位。

图38：公司市场化售电服务收入情况



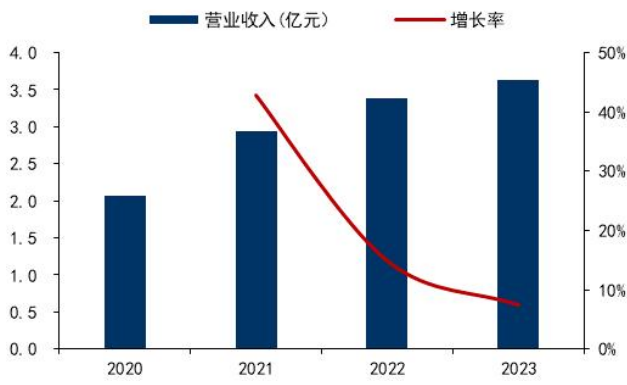
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司综合能源业务主要由全资子公司四川明星新能源科技有限公司承担。近年来，该公司发展态势良好。充电站建设方面，公司积极融入新型能源体系建设，加快布局电动汽车充电站建设，自主设计、研发了“明星充电运营管理平台”，截至2024年6月30日，已建成充电站10座（106个充电终端），约占遂宁市城区充电终端总数的三分之一，2024年上半年充电电量230.26万千瓦时，同比增长17.56%；智能维保方面，新能源公司充分发挥电力专业人才与技术优势，自主开发“智能运维”云平台，现已将20家签约用户纳入该系统进行监测和管理。

随着公司综合能源业务稳步发展，明星新能源公司业务收入、净利润水平呈现良好的发展态势，且盈利能力保持在较好水平。2023年，明星新能源公司实现营业收入3.63亿元，同比增长7.4%；实现净利润0.35亿元，同比增长55.1%；明星新能源公司ROE为11.1%，同比增加3pct。

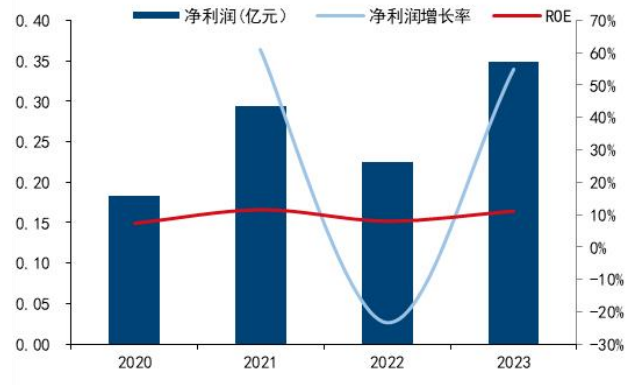


图39：明星新能源公司营业收入情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图40：明星新能源公司净利润及 ROE 情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

**遂宁市加强充换电基础设施建设，为公司综合能源服务业务发展带来机遇。**《遂宁市“十四五”能源发展规划》提出，到2025年，全市力争建设充换电站459座，充电桩17783台。其中，建设公共充换电站338座，公共充电桩1895台；建设公交专用充电站8座，公交专用充电桩158台；建设配建充电站113座，配建充电桩15730台。四川明星新能源公司一期（2021—2022年）规划建设13座充电站，173个直流快充桩，总功率10380kW；二期（2023—2025年）规划建设13座充电站，156个直流快充桩，总功率9360kW。

表7：遂宁市2021-2025年充换电站桩建设实施方案

序号	所属区域	充换电站				充电桩			
		公共	公交	配建	合计	公共	公交	配建	合计
1	船山区	38	1	10	49	200	23	1060	1283
2	市中心城	29	1	15	45	259	11	1200	1470
3	区经济发	12	1	9	22	105	23	1400	1528
4	展极核区	14	1	6	21	95	17	390	502
5	遂宁高新区	47	1	28	76	235	11	3140	3386
	安居区								
	<b>小计</b>	<b>140</b>	<b>5</b>	<b>68</b>	<b>213</b>	<b>894</b>	<b>85</b>	<b>7190</b>	<b>8169</b>
6	射洪市	84	1	16	101	475	50	3870	4395
7	蓬溪县	79	1	15	95	280	20	2275	2575
8	大英县	37	1	14	52	305	20	2465	2790
	<b>总计</b>	<b>340</b>	<b>8</b>	<b>113</b>	<b>461</b>	<b>1954</b>	<b>175</b>	<b>15800</b>	<b>17929</b>

资料来源：遂宁市政府，国信证券经济研究所整理

## 盈利预测

### 假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

**电力生产业务：**公司水电装机容量为 11.56 万千瓦，后续预计水电装机容量规模将保持稳定。利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况，假设 2024-2026 年公司水电的利用小时分别为 4756/4893/4889 小时；电价方面，参考公司过往上网电价水平，假设 204-2026 年公司水电上网电价分别为 0.34/0.34/0.33 元/kwh（不含税）。

**电力供应业务：**公司电力供应业务在供区内市场占有率为 100%，因而业务收入增长与遂宁市全社会用电量增速具有较高的相关性，参考过往遂宁市全社会用电量增速和公司外购电量增长率情况，假设 2024-2026 年公司外购电量分别为 43.28/46.74/49.54 亿千瓦时，增长率分别为 8%/8%/6%；公司售电量分别为 47.56/50.79/53.58 亿千瓦时，增长率分别为 8%/7%/5%。售电价格方面，参考公司过往售电价格水平，假设 2024-2026 年公司售电价格为 0.50/0.50/0.50 元/kwh。

**自来水业务：**公司自来水业务产能规模较为稳定，预计未来公司自来水销量将实现一定增长，假设 2024-2026 年公司自来水销量分别为 5036/5137/5239 万吨。自来水销售价格方面，参考公司过往自来水售价情况，假设 2024-2026 年公司自来水销售价格为 3.35 元/吨。

**建筑施工业务：**公司建筑施工业务受益于遂宁市“三城三都”发展战略，预计未来仍有望实现增长，参考公司建筑施工业务过往发展情况，假设 2024-2026 年公司建筑施工业务收入增长率分别为 8%/6%/6%。

**市场化售电业务：**公司未来将逐步发力综合能源业务，预计市场化售电业务规模将持续扩张，参考公司市场化售电业务过往发展情况，假设 2024-2026 年公司市场化售电业务收入增长率分别为 15%/12%/10%。

成本方面，主要考虑外购电采购价格、折旧、人工成本等因素进行假设，公司内部收入和成本抵消参考公司过往水平和收入增长情况进行假设，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：明星电力业务收入拆分

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
<b>电力生产业务</b>						
收入（亿元）	1.70	1.97	1.80	1.82	1.86	1.84
增速	7.7%	15.8%	-8.4%	1.3%	1.8%	-1.1%
毛利（亿元）	0.52	0.72	0.56	0.58	0.61	0.59
增速	9.9%	38.7%	-22.0%	3.5%	5.2%	-3.8%
毛利率	30.6%	36.6%	31.2%	31.9%	32.9%	32.0%
<b>电力供应业务</b>						
收入（亿元）	14.97	19.84	22.16	23.81	25.43	26.83
增速	14.6%	32.5%	11.7%	7.4%	6.8%	5.5%
毛利（亿元）	0.53	3.15	1.22	1.49	1.75	2.01
增速		498.8%	-61.2%	22.3%	17.4%	14.5%
毛利率	3.5%	15.9%	5.5%	6.3%	6.9%	7.5%
<b>自来水业务</b>						
收入（亿元）	1.76	1.46	1.64	1.69	1.72	1.76
增速	-3.5%	-17.0%	12.4%	3.0%	2.0%	2.0%
毛利（亿元）	0.51	0.43	0.32	0.31	0.30	0.29

增速	-0.6%	-16.7%	-24.9%	-2.3%	-3.5%	-3.8%
毛利率	29.3%	29.4%	19.6%	18.6%	17.6%	16.6%
<b>建筑施工业务</b>						
收入（亿元）	2.67	3.19	3.51	3.8	4.1	4.3
增速	29.9%	19.3%	10.1%	8.0%	8.0%	6.0%
毛利（亿元）	0.26	0.22	0.54	0.44	0.45	0.49
增速	-9.5%	-14.8%	144.0%	-19.3%	2.3%	8.8%
毛利率	9.8%	7.0%	15.5%	11.6%	10.9%	11.2%
<b>市场化售电业务</b>						
总营收（亿元）	0.41	0.51	0.50	0.58	0.65	0.72
增速	109.8%	22.9%	-0.7%	15.0%	12.0%	10.0%
毛利（亿元）	0.16	0.17	0.21	0.22	0.25	0.27
增速	123.1%	6.9%	19.6%	5.9%	12.7%	9.2%
毛利率	39.1%	34.0%	40.9%	37.7%	37.9%	37.6%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

### 未来 3 年业绩预测

按上述假设条件，预计 2024-2026 年公司营业收入分别为 28.46/30.54/32.15 亿元，同比增长 6.8%/7.3%/5.3%；公司归母净利润分别为 1.85/2.02/2.17 亿元，同比增长 3.3%/8.9%/7.3%；2024-2026 年 EPS 分别为 0.44、0.48、0.51 元。

表9：未来 3 年盈利预测表（百万元）

	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入	2666	2846	3054	3215
营业成本	2371	2548	2710	2847
销售费用	9	9	10	11
管理费用	100	97	103	108
财务费用	(4)	(10)	(2)	5
营业利润	220	227	247	265
利润总额	216	223	243	260
归属于母公司净利润	179	185	202	217
EPS	0.43	0.44	0.48	0.51
ROE	6%	6%	7%	7%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理和预测

## 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：7.60-8.50 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 1.1，无风险利率采用 10 年期国债到期收益率 2.8%，风险溢价为 7.0%，债务资本成本为 4.0%，计算得出 WACC 值为 8.35%。

FCFF 估值结果：在永续增长率为 1% 的假设条件下，测算出明星电力对应每股权益价值为 7.60-8.50 元。

表 10：公司盈利预测假设条件（%）

	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
营业收入增长率	6.8%	7.3%	5.3%	5.3%	5.2%	4.6%	4.4%	2.8%	2.7%	3.3%
毛利率	10.5%	11.2%	11.4%	12.1%	12.3%	12.4%	12.6%	12.8%	12.9%	12.9%
管理费用/营业收入	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
销售费用/营业收入	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
研发费用/营业收入	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
营业税及附加/营业收入	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%	0.77%
所得税税率	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%	16.8%
股利分配比率	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

表 11：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.98	T	16.82%
无风险利率	2.8%	Ka	9.66%
股票风险溢价	7.0%	有杠杆 Beta	1.1
公司股价（元）	6.91	Ke	10.5%
发行在外股数（百万）	421	E/(D+E)	70.0%
股票市值(E, 百万元)	2912	D/(D+E)	30.0%
债务总额(D, 百万元)	390	WACC	8.35%
Kd	4.0%	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 11 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表12: 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				
		7.35%	7.85%	8.35%	8.85%	9.35%
永续增长率变化	1.6%	11.86	10.44	9.24	8.22	7.34
	1.4%	11.47	10.12	8.98	8.98	7.15
	1.2%	11.11	9.83	8.73	7.80	6.98
	1.0%	10.77	9.55	8.50	7.60	6.82
	0.8%	10.45	9.28	8.28	7.42	6.66
	0.6%	10.15	9.03	8.07	7.24	6.51
	0.4%	9.87	8.80	7.88	7.07	6.36

资料来源: 国信证券经济研究所测算

### 相对法估值: 8.36-8.80 元

公司在水电发电及供电业务基础上, 发力综合能源业务, 选择南网旗下综合能源服务公司南网能源、以电力生产供应业务为基础发力综合能源服务的三峡水利以及电力生产供应业务为基础大力发展新能源业务的广西能源作为可比公司。可比公司 2024-2026 年对应的 PE 估值均值分别为 33.3/18.3/15.8X。参考可比公司估值水平, 根据我们测算, 2024 年公司归母净利润为 1.85 亿元, 给予公司 2024 年 19-20 倍 PE, 对应权益市值 35-37 亿元, 对应 8.36-8.80 元/股合理价值。

表13: 可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				ROE	投资评级
				23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E	23A	
003035.SZ	南网能源	4.24	161	0.08	0.08	0.15	0.17	53.0	53.0	28.3	24.9	4.72%	优于大市
600116.SH	三峡水利	6.91	132	0.27	0.36	0.44	0.51	25.6	19.2	15.7	13.5	4.62%	优于大市
600310.SH	广西能源	3.62	53	0.00	0.13	0.33	0.40	3204.4	27.8	11.0	9.1	0.05%	优于大市
								<b>1094.3</b>	<b>33.3</b>	<b>18.3</b>	<b>15.8</b>		

资料来源: Wind、国信证券经济研究所整理

### 投资建议

综合上述估值, 我们认为公司股票价值在 8.36-8.50 元之间, 较当前股价有 9%-11% 的溢价。我们认为, 公司水电业务发展稳健, 供电业务规模持续扩张, 积极发展综合能源业务为公司带来新的业绩增长来源, 长期公司发展稳健向好。首次覆盖, 给予“优于大市”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 8.36-8.50 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 2.8%、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 2024 年平均动态 PE 作为相对估值的参考，同时考虑公司成长性，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、三峡水利、广西能源，可比公司 2024-2026 年对应的 PE 估值均值分别为 33.3/18.3/15.8X。参考可比公司估值水平，给予公司 2024 年 19-20 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、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，充换电业务市场竞争较为激烈，若市场竞争程度增加，将会导致公司综合能源业务盈利情况下降，影响该业务的业绩表现。
- 4、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、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。

3、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）						利润表（百万元）					
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	864	862	862	862	862	营业收入	2377	2666	2846	3054	3215
应收款项	124	47	50	54	56	营业成本	2101	2371	2548	2710	2847
存货净额	27	21	22	24	25	营业税金及附加	24	20	22	23	25
其他流动资产	143	130	139	149	157	销售费用	7	9	9	10	11
<b>流动资产合计</b>	<b>1169</b>	<b>1060</b>	<b>1073</b>	<b>1088</b>	<b>1100</b>	管理费用	84	100	97	103	108
固定资产	2175	2343	2810	3231	3603	财务费用	(13)	(4)	(10)	(2)	5
无形资产及其他	209	224	239	254	269	投资收益	26	26	34	24	29
投资性房地产	42	47	47	47	47	资产减值及公允价值变动	(2)	(13)	(7)	(20)	(17)
长期股权投资	216	220	221	223	225	其他收入	(11)	38	20	34	34
<b>资产总计</b>	<b>3811</b>	<b>3895</b>	<b>4391</b>	<b>4843</b>	<b>5244</b>	营业利润	187	220	227	247	265
短期借款及交易性金融负债	30	52	357	612	816	营业外净收支	(1)	(4)	(4)	(4)	(4)
应付款项	351	360	384	405	422	利润总额	185	216	223	243	260
其他流动负债	457	373	396	418	435	<b>所得税费用</b>	<b>27</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>41</b>	<b>44</b>
<b>流动负债合计</b>	<b>839</b>	<b>785</b>	<b>1138</b>	<b>1434</b>	<b>1673</b>	少数股东损益	(1)	0	0	0	0
长期借款及应付债券	50	30	30	30	30	归属于母公司净利润	159	179	185	202	217
其他长期负债	257	261	275	289	299						
<b>长期负债合计</b>	<b>307</b>	<b>291</b>	<b>305</b>	<b>319</b>	<b>329</b>	现金流量表（百万元）					
<b>负债合计</b>	<b>1145</b>	<b>1076</b>	<b>1442</b>	<b>1753</b>	<b>2003</b>	净利润	159	179	185	202	217
少数股东权益	0	0	0	0	0	资产减值准备	(0)	11	4	3	2
股东权益	2666	2819	2949	3090	3241	折旧摊销	148	163	192	228	260
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>3811</b>	<b>3895</b>	<b>4391</b>	<b>4843</b>	<b>5244</b>	公允价值变动损失	(0)	11	4	3	2
						财务费用	(13)	(4)	(10)	(2)	5
关键财务与估值指标						营运资本变动	(73)	21	34	27	23
每股收益	0.38	0.43	0.44	0.48	0.51	其它	99	(74)	(48)	(28)	(26)
每股红利	0.08	0.01	0.13	0.14	0.15	<b>经营活动现金流</b>	<b>332</b>	<b>312</b>	<b>371</b>	<b>434</b>	<b>478</b>
每股净资产	6.33	6.69	7.00	7.33	7.69	资本开支	(338)	(307)	(677)	(666)	(650)
ROIC	6%	6%	5%	5%	5%	其它投资现金流	(11)	11	0	0	0
ROE	6%	6%	6%	7%	7%	<b>投资活动现金流</b>	<b>(310)</b>	<b>(277)</b>	<b>(678)</b>	<b>(667)</b>	<b>(652)</b>
毛利率	12%	11%	10%	11%	11%	权益性融资	0	0	0	0	0
EBIT Margin	7%	7%	6%	7%	7%	负债净变化	(30)	(20)	0	0	0
EBITDA Margin	13%	13%	13%	14%	15%	支付股利、利息	(34)	(6)	(56)	(61)	(65)
收入增长	23%	12%	7%	7%	5%	其它融资现金流	(38)	(45)	305	255	204
净利润增长率	29%	13%	3%	9%	7%	<b>融资活动现金流</b>	<b>(40)</b>	<b>(37)</b>	<b>307</b>	<b>234</b>	<b>174</b>
资产负债率	30%	28%	33%	36%	38%	<b>现金净变动</b>	<b>(20)</b>	<b>(2)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
股息率	1.0%	0.2%	1.7%	1.9%	2.0%	货币资金的期初余额	884	864	862	862	862
P/E	20.3	18.0	17.4	16.0	14.9	货币资金的期末余额	864	862	862	862	862
P/B	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	企业自由现金流	0	22	(302)	(232)	(174)
EV/EBITDA	14.1	12.7	12.6	11.3	10.6	权益自由现金流	0	(44)	11	24	26

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	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	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 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	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。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所提及的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