

金开新能（600821.SH）

算力业务稳步发展，打造第二增长曲线

公司研究 · 公司快评

公用事业 · 电力

投资评级：优于大市（维持）

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

证券分析师：刘汉轩
010-88005198
liuhanxuan@guosen.com.cn
S0980524120001

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

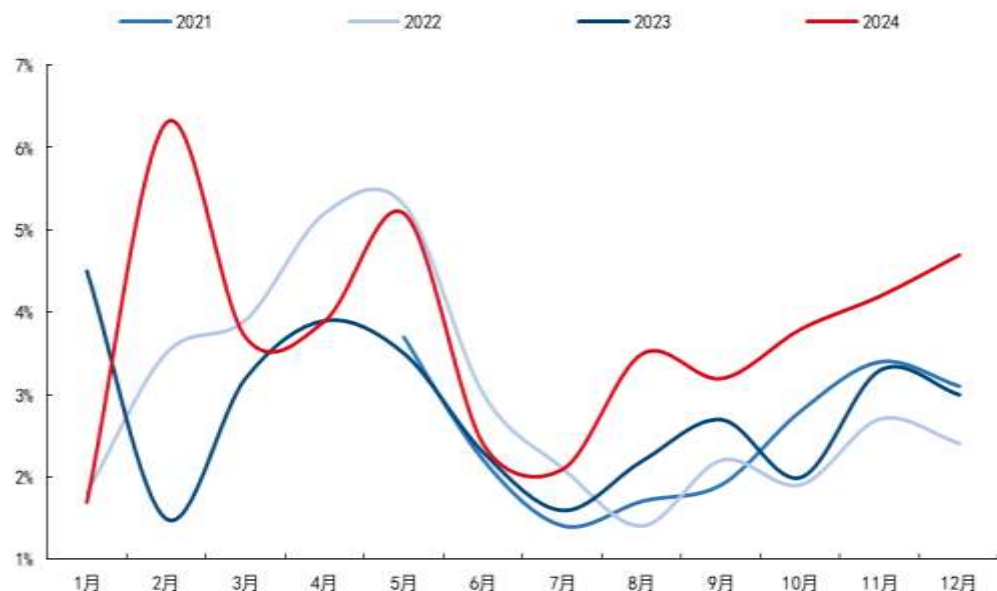
- **新能源上网电价市场化改革推进，新能源项目收益率有望维持合理水平。**2025年2月9日，国家发改委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》。《通知》主要内容：一是推动新能源上网电价全面由市场形成，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；二是建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入机制的新能源电价水平（简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用，系统运行费用由工商业用户承担。此外，《通知》坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。《通知》在推动新能源全面参与市场的同时，建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价，差价结算方式让新能源发电企业有合理稳定的预期，促进新能源发电行业稳健发展。
- **公司装机容量、发电量不断增长，目前装机以光伏为主。**截至2024年9月，公司累计投产装机容量4976MW，其中风电、光伏装机容量分别为1390、3459MW，装机占比分别为27.9%、69.5%；2024年前三季度，公司新增装机容量496MW，其中风电、光伏分别新增装机133、363MW。发电量方面，2024年前三季度，公司累计发电量为61.79亿千瓦时，同比增长12.31%，其中风电发电量27.69亿千瓦时，同比增长13.11%，占公司总发电量的比例为44.8%；光伏发电量为33.61亿千瓦时，同比增长11.14%，占公司总发电量的比例为54.4%。
- **金开新能公司全资子公司金开新能伊吾数字科技有限公司（简称“金开伊吾”）与无问芯穹（北京）智能科技有限公司（简称“无问芯穹”）于2025年1月27日签署了《人工智能算力技术服务合同》，**根据合同，公司全资子公司金开伊吾将向无问芯穹公司提供智算算力及其配套带宽资源、存储资源、安全资源以及IT运维服务，分二期交付。一期合同租赁总金额为6912万元（含税），服务期限为12个月。
- **公司在新能源与智算中心一体化领域的首次项目落地，后续有望持续推广，逐步将算力打造为公司第二增长曲线。**本次合同的签署标志着公司在新能源与智算中心一体化项目领域迈出了坚实的一步，本次合作是公司“算力+电力”融合发展模式的重要实践，将对公司未来经营业绩产生促进作用，预计可为公司贡献年算力租赁含税收入6912万元。同时，公司通过在新疆落地智算中心，有助于公司在新疆区域获取新能源发电指标，实现装机容量进一步增长，业绩未来有望稳健增长。
- **公司重视投资者利益，秉承长期现金分红的原则，形成常态化现金分红机制，**2024年上半年，公司拟向全体股东每10股派发现金红利1.00元（含税），拟派发现金红利1.97亿元（含税），占公司2024年上半年度归母净利润的40.38%。公司股东金开企管拟增持股份金额2-4亿元，截至2025年1月6日，金开企管累计增持公司股份3432.01万股，占公司总股本的1.72%，累计增持金额1.96亿元。
- **投资建议：**由于电价下降影响，下调盈利预测。预计2024-2026年公司归母净利润分别为8.5/9.4/10.5亿元（原预测值为9.7/12.0/14.2亿元），同比增长5.6%/10.8%/11.9%；EPS分别为0.42/0.47/0.53元，当前股价对应PE为13.1/11.8/10.6X。维持“优于大市”评级。
- **风险提示：**电价下调；政策变化风险；绿电消纳水平下降；新能源项目建设投运不及预期；算力业务发展不及预期。

新能源上网电价市场化改革推进，新能源项目收益率有望维持合理水平



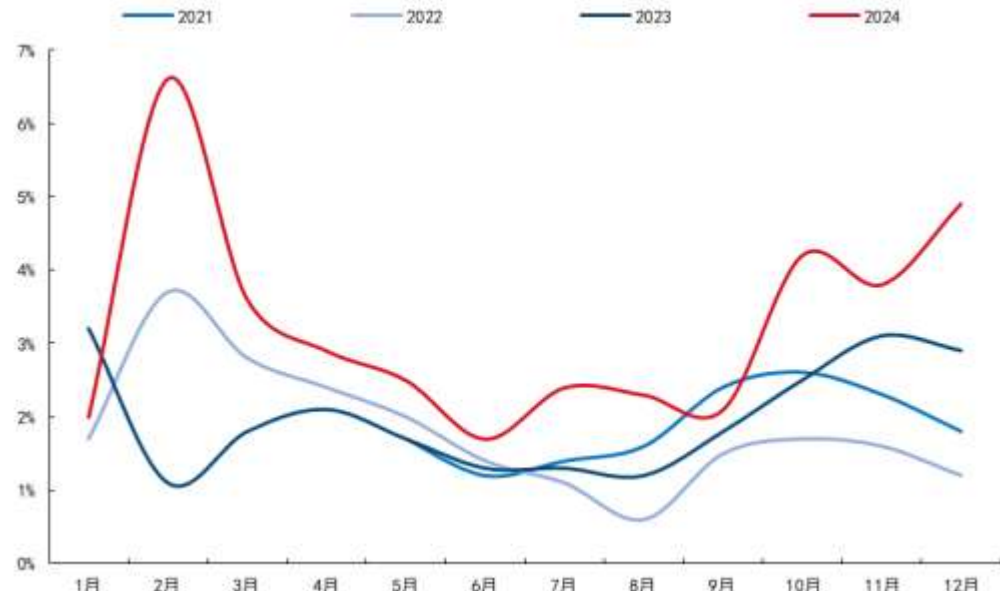
- **新能源发电量、装机容量持续增长。**国家能源局数据显示，截至2024年，国内风电、光伏累计装机容量分别为52068、88666万千瓦，分别同比增长18.0%、45.2%，占全国发电装机容量的比例分别为15.55%、26.48%，分别同比增加0.43、5.60pct，合计占比为42.03%；发电量方面，2024年，全国风电发电量9916亿千瓦时，同比增长16%，占全国全社会用电量的比例为10.1%；光伏发电量8341亿千瓦时，同比增长44%，占全国全社会用电量的比例为8.5%；风光新能源发电量占全国全社会用电量的比例合计为18.6%，完成国家“十四五”期间可再生能源电力非水电消纳责任权重目标。
- **目前，新能源发电发展面临电价、消纳挑战。**资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，新能源电价、消纳水平呈下降趋势。2024年以来，新能源发电利用率水平呈现下降趋势，市场化交易电价亦有所下行，新能源电量不确定和电价不稳定问题有所加剧。2024年，全国风电光伏利用率分别为95.9%、96.8%，分别同比减少1.4、1.2pct，新能源发电项目弃风弃光率水平同比有所提升。

图1：2021年以来国内弃风率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图2：2021年以来国内弃光率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

新能源上网电价市场化改革推进，新能源项目收益率有望维持合理水平



- 2025年2月9日，国家发改委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》。《通知》主要内容：一是推动新能源上网电价全面由市场形成，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；二是建立新能源可持续发展价格结算机制，纳入机制的新能源电价水平（简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用，系统运行费用由工商业用户承担。此外，《通知》坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。《通知》在推动新能源全面参与市场的同时，建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价，差价结算方式让新能源发电企业有合理稳定的预期，促进新能源发电行业稳健发展。

表1：《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》政策梳理

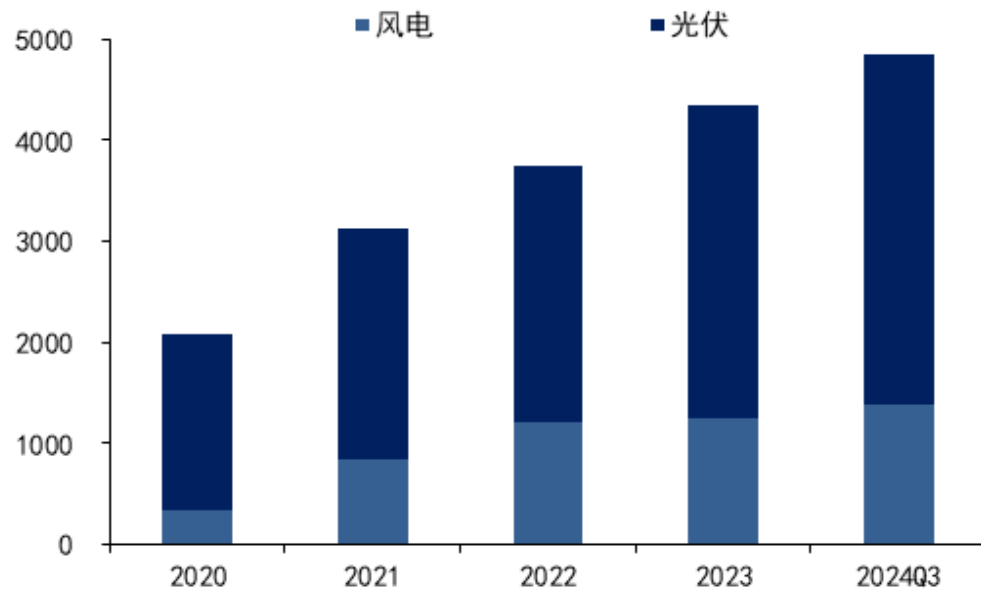
政策	具体内容
推动新能源上网电价全面由市场形成	推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。 完善现货市场交易和价格机制。完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。 健全中长期市场交易和价格机制。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。
建立健全支持新能源高质量发展的制度机制	建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。 新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限。 2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：（1）电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。（2）机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。（3）执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。 2025年6月1日起投产的新能源增量项目：（1）每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。（2）机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。 新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用；初期不再开展其他形式的差价结算。电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。各地将每年纳入机制的电量分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。 新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

资料来源:国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

公司装机容量、发电量持续增加

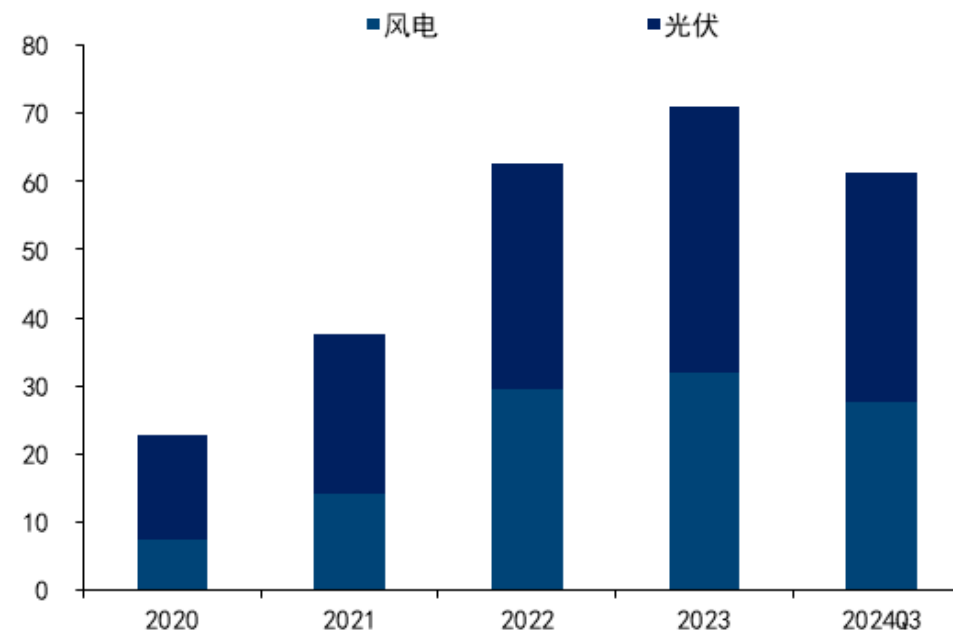
- 公司装机容量、发电量不断增长，目前装机以光伏为主。金开新能源公司主业为新能源电力开发、投资、建设及运营。截至2024年9月，公司累计投产装机容量4976MW，其中风电、光伏装机容量分别为1390、3459MW，装机占比分别为27.9%、69.5%；2024年前三季度，公司新增装机容量496MW，其中风电、光伏分别新增装机133、363MW。发电量方面，2024年前三季度，公司累计发电量为61.79亿千瓦时，同比增长12.31%，其中风电发电量27.69亿千瓦时，同比增长13.11%，占公司总发电量的比例为44.8%；光伏发电量为33.61亿千瓦时，同比增长11.14%，占公司总发电量的比例为54.4%。

图3：金开新能公司风电、光伏装机容量（MW）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图4：金开新能公司风电、光伏发电量情况（亿千瓦时）



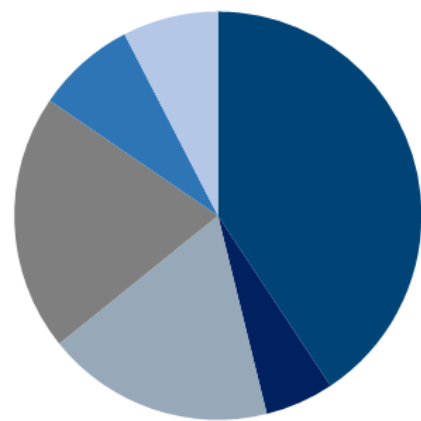
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司存量项目装机主要分布于三北地区

- 公司新能源发电机组区域分布：截至2024年第三季度，公司西北、东北、华北、华东、华南、华中地区装机容量分别为2024、272、899、1012、392、377MW，占比分别为40.7%、5.5%、18.1%、20.3%、7.9%、7.6%，三北区域合计占比达64.2%，在新疆、宁夏、山西、河北、山东、湖北等省份装机分布较多。从发电量层面来看，2024年前三季度，西北、东北、华北、华东、华南、华中地区发电量占公司总发电量的比例分别为50.5%、6.2%、16.6%、19.8%、3.6%、3.3%，三北区域发电量占比合计为73.3%，尤其是西北地区发电量占比超过50%。
- 公司在新疆区域的装机容量较大，而新疆地区的新能源电站主要集中于“准皖直流”特高压外送通道上，电量消纳有保障，且受端为华东电网，电价水平具有竞争力；此外，宁夏、山东、山西等地区市场化交易及电力现货市场推进，公司机组项目电价对此已有所体现，未来市场化交易对公司存量项目电价影响或相对较小；增量项目方面，公司在项目投资决策时，已结合项目所在区域的电源结构、网架结构、电力供需发展趋势等，在电价测算边界方面已充分考虑了未来开展现货交易后可能对电价的影响，增量项目收益测算边界条件较为严格，未来项目投运后，预计电价对项目收益率影响有限。

图5：金开新能公司装机容量区域分布

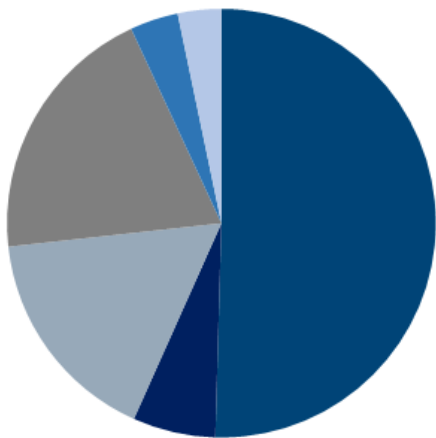
■ 西北地区 ■ 东北地区 ■ 华北地区 ■ 华东地区 ■ 华南地区 ■ 华中地区



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理 注：截至2024年第三季度

图6：金开新能公司发电量区域分布

■ 西北地区 ■ 东北地区 ■ 华北地区 ■ 华东地区 ■ 华南地区 ■ 华中地区

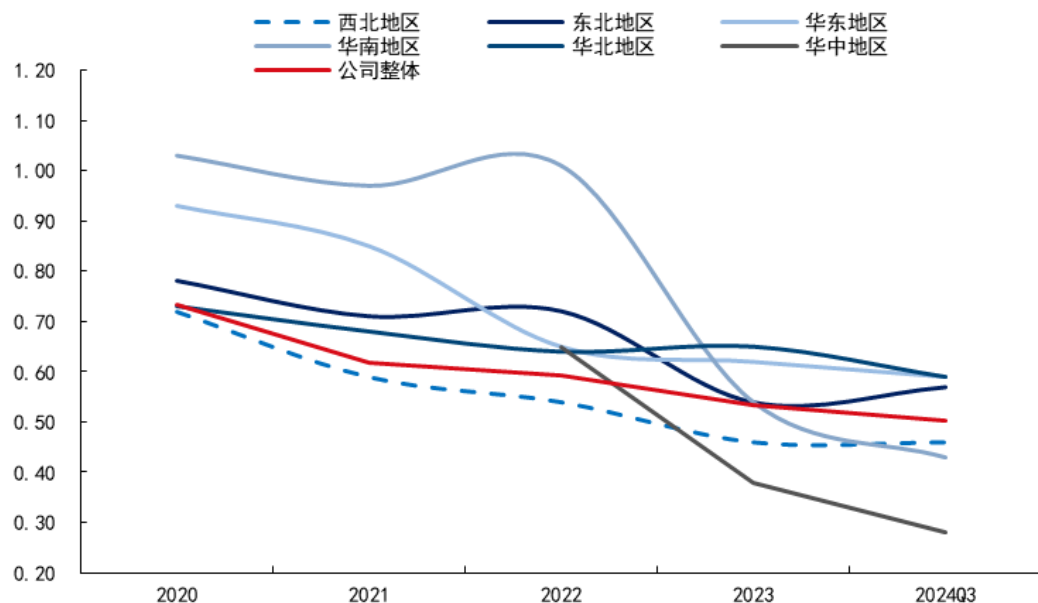


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理 注：截至2024年第三季度

公司风电存量项目电价波动不大，光伏存量项目电价有望逐步趋稳

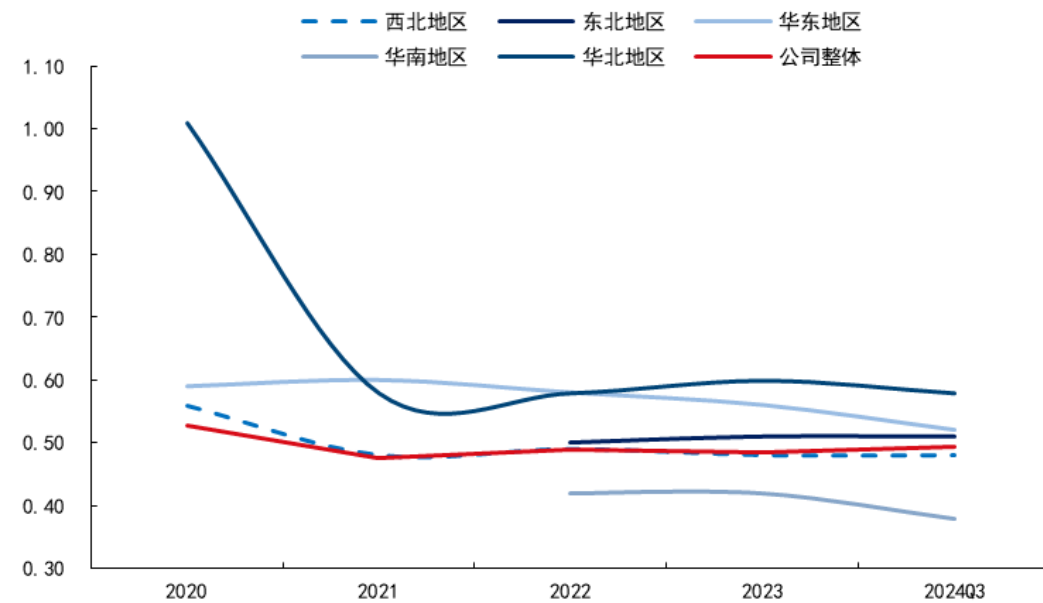
- **风电项目：**公司风电项目主要分布在西北、华东地区，近年来公司西北地区风电项目上网电价逐步较为稳定，华东地区风电项目上网电价则有所下降。从公司整体层面来看，2021年以来，公司整体风电电价较为稳定。
- **光伏项目：**公司光伏项目主要分布在西北、华北、华东地区，近年来受平价项目增加、市场化交易等因素影响，整体电价呈现下降趋势，2024年以来，公司存量光伏项目加权平均上网电价较2023年底仍有下降，但下降幅度已有所收窄。从具体区域来看，2024年以来，公司西北地区的光伏项目平均上网电价变化不大，东北地区平均上网电价出现一定上浮，其他区域均有所下降，华南、华中地区光伏项目平均上网电价下降幅度较大。2024年前三季度平均上网电价较2023年平均上网电价降幅超过20%。

图7：金开新能公司整体及不同区域光伏平均上网电价（元/kwh，含税）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

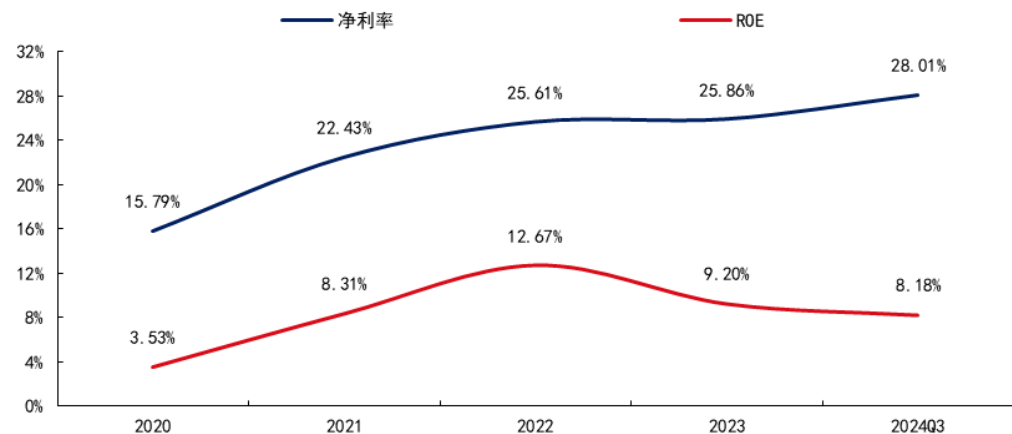
图8：金开新能公司整体及不同区域风电平均上网电价（元/kwh，含税）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

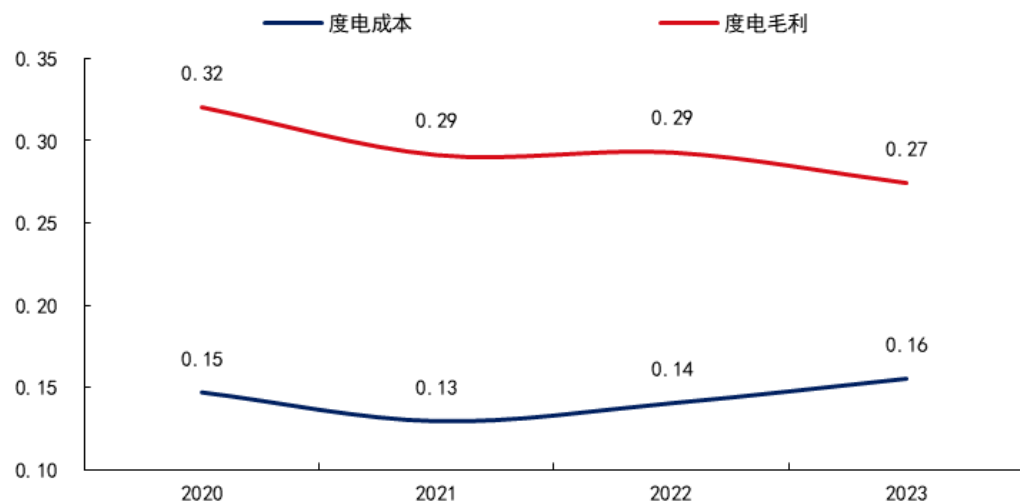
公司风光发电业务毛利率呈下降趋势，盈利能力有所减弱

图9：金开新能公司净利率及ROE情况



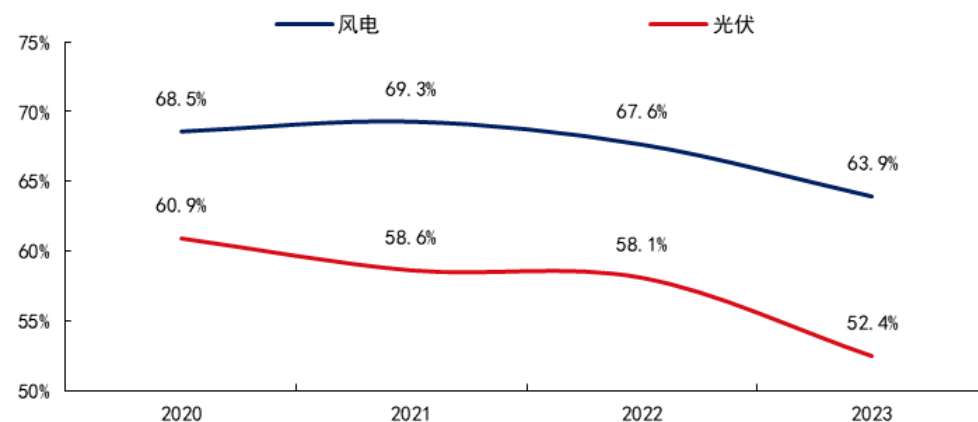
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图11：金开新能公司风电业务度电成本及度电毛利情况（元/kwh）



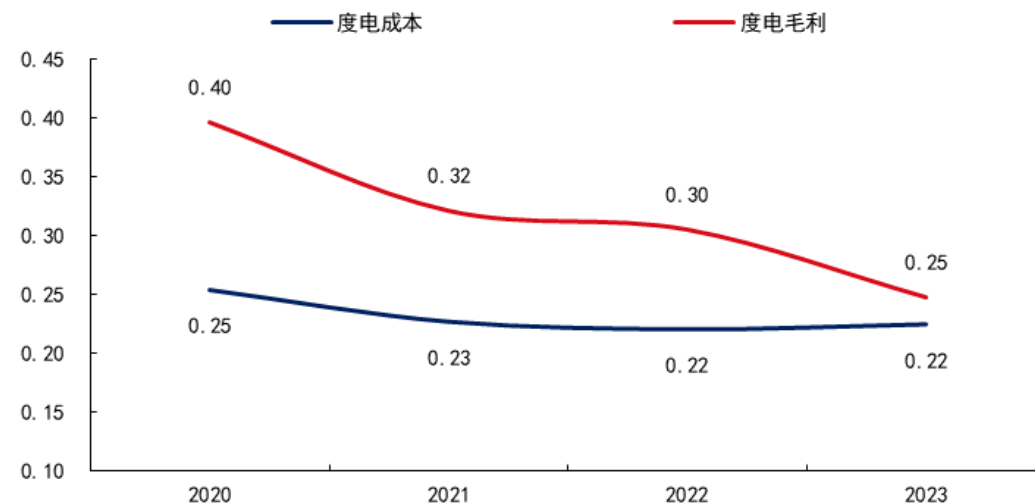
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图10：金开新能公司风光发电业务毛利率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图12：金开新能公司光伏发电度电成本及度电毛利情况（元/kwh）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司全资子公司签署人工智能算力技术服务合同，开辟第二增长曲线



- **国家政策促进数据中心消纳可再生能源。**2024年7月，国家发改委、工信部、国家能源局、国家数据局联合印发《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》，提出。在具备稳定支撑电源和灵活调节能力的基础上，引导新建数据中心与可再生能源发电等协同布局，提升用电负荷调节匹配能力。鼓励有关地区探索开展数据中心绿电直供。到2025年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%。
- **新疆政策出台推动“算力+绿电”协同发展。**2024年3月，新疆发改委、国网新疆电力有限公司联合印发《关于进一步发挥风光资源优势促进特色产业高质量发展政策措施的通知》，提出对新建大型及以上智算中心，2024年底前建成投运或2024年内备案并于一年内建成投运，算力规模不低于500PFlops（FP16），每500PFlops支持40万千瓦市场化并网光伏或相当规模风电，所发电量并网消纳。
- **金开新能公司全资子公司金开新能伊吾数字科技有限公司（简称“金开伊吾”）与无问芯穹（北京）智能科技有限公司（简称“无问芯穹”）于2025年1月27日签署了《人工智能算力技术服务合同》，**根据合同，公司全资子公司金开伊吾将向无问芯穹公司提供智算算力及其配套带宽资源、存储资源、安全资源以及IT运维服务，分二期交付。一期合同租赁总金额为6912万元（含税），服务期限为12个月。
- **公司在新能源与智算中心一体化领域的首次项目落地，后续有望持续推广，逐步将算力打造为公司第二增长曲线。**本次合同的签署标志着公司在新能源与智算中心一体化项目领域迈出了坚实的一步，本次合作是公司“算力+电力”融合发展模式的重要实践，将对公司未来经营业绩产生促进作用，预计可为公司贡献年算力租赁含税收入6912万元。同时，公司通过在新疆落地智算中心，有助于公司在新疆区域获取新能源发电指标，实现装机容量进一步增长，业绩未来有望稳健增长。

- **电价下调：**电价对绿电项目收益率具有重要影响，若未来新能源参与市场化交易使得电价出现下调，将导致绿电项目收益率有所下降，从而可能会导致公司业绩增长不及预期，影响市场表现。
- **政策变化风险：**若各地新能源发展相关政策出现变化，可能对新能源项目的上网电价、消纳带来影响，进而导致绿电项目收益率有所下降。
- **绿电消纳水平下降：**消纳水平很大程度上影响绿电项目的收益水平，如果新能源配套的储能或外送通道建设不及预期，或宏观经济下行引起用电量下降，将会导致绿电项目消纳水平下降，弃风弃光现象逐渐增加，使得绿电项目收益率下行，影响公司业绩表现。
- **新能源项目建设投运不及预期：**新能源项目建设是绿电企业业绩增长的重要驱动力，若由于成本、消纳、项目收益率等因素导致新能源项目建设不及预期，将会导致公司业绩增长不及预期。
- **算力业务发展不及预期。**公司未来将持续推进算力业务发展，逐步将算力业务打造成公司第二增长曲线，若由于市场竞争环境、政策变化以及公司自身发展战略、业务布局、资金支出等因素影响，公司算力业务发展不及预期，将影响公司算力业务拓展，导致公司整体盈利受到影响。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2022	2023	2024E	2025E	2026E	利润表（百万元）	2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	2625	292	541	491	491	营业收入	3082	3328	3437	3957	4575
应收款项	5562	6159	6362	1626	627	营业成本	1149	1431	1626	1937	2237
存货净额	5	44	22	32	40	营业税金及附加	44	39	38	44	50
其他流动资产	707	305	584	633	686	销售费用	1	4	4	4	5
流动资产合计	8999	6889	7601	2874	1937	管理费用	228	262	342	380	424
固定资产	19306	19986	26163	31716	39656	财务费用	840	788	595	649	734
无形资产及其他	90	145	186	228	271	投资收益	50	145	125	125	125
投资性房地产	3276	4045	4045	4045	4045	资产减值及公允价值变动	(26)	(71)	(93)	(113)	(141)
长期股权投资	1024	867	1126	1292	1381	其他收入	23	40	112	120	123
资产总计	32694	31933	39122	40155	47291	营业利润	867	918	976	1075	1232
短期借款及交易性金融负债	1366	1898	5313	5123	10620	营业外净收支	25	56	56	76	56
应付款项	1506	1011	1164	1186	1207	利润总额	892	974	1033	1151	1288
其他流动负债	3045	1915	4282	4212	4198	所得税费用	102	114	124	144	161
流动负债合计	5917	4824	10759	10522	16025	少数股东损益	57	58	62	69	77
长期借款及应付债券	17574	17299	17899	18498	19396	归属于母公司净利润	732	802	847	939	1050
其他长期负债	374	416	551	649	740						
长期负债合计	17948	17715	18451	19147	20137	现金流量表（百万元）	2022	2023	2024E	2025E	2026E
负债合计	23864	22539	29210	29669	36162	净利润	732	802	847	939	1050
少数股东权益	458	451	486	525	569	资产减值准备	27	44	22	20	28
股东权益	8371	8943	9426	9961	10560	折旧摊销	933	1086	1358	1562	1863
负债和股东权益总计	32694	31933	39122	40155	47291	公允价值变动损失	27	44	22	20	28
						财务费用	840	788	595	649	734
关键财务与估值指标	2022	2023	2024E	2025E	2026E	营运资本变动	(1850)	(1858)	2060	4630	945
每股收益	0.37	0.40	0.42	0.47	0.53	其它	3175	2036	483	542	625
每股红利	0.00	0.17	0.18	0.20	0.23	经营活动现金流	3045	2155	4792	7715	4539
每股净资产	4.19	4.48	4.72	4.99	5.29	资本开支	(3659)	(2081)	(7598)	(7178)	(9875)
ROIC	6.57%	5.30%	5%	5%	5%	其它投资现金流	778	10	(1)	(1)	(1)
ROE	8.74%	8.97%	8.99%	9.43%	9.95%	投资活动现金流	(3529)	(2856)	(7858)	(7344)	(9965)
毛利率	63%	57%	53%	51%	51%	权益性融资	2694	0	0	0	0
EBIT Margin	55%	49%	45%	43%	43%	负债净变化	3269	(274)	600	599	898
EBITDA Margin	85%	82%	84%	83%	84%	支付股利、利息	0	(347)	(364)	(404)	(452)
收入增长	62%	8%	3%	15%	16%	其它融资现金流	(2753)	(412)	3414	(189)	5497
净利润增长率	80%	10%	6%	11%	12%	融资活动现金流	2534	(1634)	3316	(421)	5426
资产负债率	74%	72%	76%	75%	78%	现金净变动	2061	(2333)	250	(50)	(0)
股息率	0.0%	3.1%	3.3%	3.6%	4.1%	货币资金的期初余额	564	2625	292	541	491
P/E	15.2	13.8	13.1	11.8	10.6	货币资金的期末余额	2625	292	541	491	491
P/B	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	企业自由现金流	0	(1411)	(2824)	509	(5337)
EV/EBITDA	13.4	12.4	13.9	12.5	12.3	权益自由现金流	0	(2097)	666	351	415

资料来源：Wind，国信证券经济研究所预测

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

免责声明



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±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±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

分析师承诺

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。

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
GUOSEN SECURITIES

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楼

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