（上接17版）

3.主要行业政策

文件名称	发布部门	发布时间	相关内容	所属层级	政策领域
《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的意见》（中办发〔2023〕47号）	中共中央办公厅、国务院办公厅	2023年10月	中央层面首次明确“建立增量配电网常态化发展机制”，这是增量配电改革启动以来最高级别的政策定调，彻底消除了行业对改革是否持续的疑虑，稳定了市场长期预期；提出“完善微电网、配电网等建设运营机制”，为后续各部委出台配套细则提供了上位政策依据。	国家	增量配电网
《增量配电业务配电区域划分实施办法》（发改能源规〔2024〕317号）	国家发改委、国家能源局	2024年3月	明确“在一个配电区域内，只能有一家企业拥有该配电网运营权”，运营权依法独占，有效避免了同一区域内多家主体竞争性投资造成的资源浪费和收益冲突；鼓励以满足可再生能源就近消纳为目标的增量配电业务，支持依据供电范围及负荷情况灵活划分配电区域，为增量配电网与源网荷储一体化结合提供政策通道；明确非本区域运营主体投资的存量配电网资产可通过入股、出售、租赁等方式处置，解决存量资产归属不清的长期难题。	国家	增量配电网
《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）》	国家发改委、国家能源局、国家数据局	2024年7月	在2024-2027年重点开展的9项专项行动中，将“配电网高质量发展”作为独立专项行动予以部署，要求提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力；增量配电网作为配电网的重要组成部分，被直接纳入国家新型电力系统建设的战略框架，赋予了其在清洁能源就近消纳、分布式电源接入、源网荷储协同等方面的功能性定位和明确的发展空间。	国家	增量配电网
《关于进一步深化电力业务资质许可管理更好服务新型电力系统建设的实施意见》（国能发资质〔2025〕41号）	国家能源局	2025年4月	明确已取得电力业务许可证的增量配电企业，依法享有所辖配电区域配电网投资建设及经营管理权利，其他企业不得在已取得许可的增量配电区域内发展新用户；再次强调相关电网企业应按照国家有关规定公平无歧视提供电网互联服务；原则上将分布式光伏、分散式风电、新型储能、智能微电网等新型经营主体纳入电力业务许可豁免范围，降低新业态参与门槛。	国家	增量配电网
《配电网高质量发展行动实施方案（2024-2027年）》（国能发电力〔2024〕59号）	国家能源局	2024年8月	作为国家“配电网高质量发展”专项行动的配套落实文件，增量配电网被纳入国家统一推进框架；重点推进“建设一批满足新型主体接入的项目”，要求提高配电网对分布式新能源的接纳、配置和调控能力，增量配电网可作为新型主体接入的重要载体；面向高比例新能源供电园区等场景“创新探索一批分布式智能电网项目”，增量配电网因区是分布式智能电网的理想落地场景；该方案在内蒙古增量配电网专项政策中被列为上位依据，与《区域划分实施办法》等共同构成增量配电网政策体系支撑。	国家	增量配电网
《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》发改价格〔2025〕136号	国家发改委、国家能源局	2025年1月	明确风电、太阳能发电项目上网电量全部进入电力市场，通过市场化交易形成电价；配套建立新能源可持续发展价格结算机制，区分存量与增量项目分类施策，增量项目机制电价通过市场化竞价确定。要求完善电力市场交易规则，适当放宽现货市场限价，鼓励签订多年期购电协议，明确规定不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网的前置条件。与增量配电网业务直接相关的是，文件明确正在研究完善新能源就近消纳价格机制，为增量配电网开展可再生能源就近消纳业务预留政策空间。	国家	新能源
《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》发改能源〔2026〕688号	国家发改委、国家能源局	2026年5月	绿电直连从单用户“点对点”升级为多用户“点对多”共享模式；明确工业园区、零碳园区、增量配电网的全部或部分负荷可就近接入新能源；优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业。	国家	新能源
《新型储能规模化建设专项行动方案（2025一2027年）》（发改能源〔2025〕1144号）	国家发改委、国家能源局	2025年8月	国家层面储能领域核心行动方案。预计2025-2027年全国新增新型储能装机超过1亿千瓦，2027年底达到1.8亿千瓦以上，带动项目直接投资约2500亿元。从五大方面提出举措：拓展电源侧、电网侧等应用场景；推动储能调控方式创新、合理提升调用水平；大力推动技术创新；加快完善储能标准体系；鼓励储能全面参与电能量市场和辅助服务市场，推动完善容量电价机制。	国家	储能
《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）	国家发改委、国家能源局	2026年1月	首次从国家制度层面明确新型储能的容量价值，以“同工同酬”为核心原则，将电网侧独立新型储能正式纳入发电侧容量电价机制，标志独立储能电能量、辅助服务、容量电价三大收益渠道全面打通。	国家	储能
《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》	国家发改委等五部门	2024年12月	首次在国家层面提出“算力电力协同”。	国家	算电协同
数据中心绿色低碳发展专项行动计划（发改环资〔2024〕970号）	国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局、国家数据局	2024年7月	明确2025年底国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超80%，探索数电联营模式。	国家	算电协同
2026年国务院政府工作报告	国务院	2026年3月	首次将“算电协同”写入国家战略，作为新基建工程重点推进。	国家	算电协同
《关于促进增量配电网高质量发展的若干措施（试行）》（内能能源电力发〔2026〕2号）	内蒙古自治区能源局	2026年1月	全国首个省级增量配电网高质量发展专项文件。核心内容：①增量配电网内“全额自发自用”分布式新能源规模不纳入自治区及盟市分布式新能源规模管理；②鼓励增量配电网内建设独立新型储能，向增量配电网送电的充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加；③增量配电网与自治区级电网之间为网间互联关系，自治区级电网不向增量配电网收取高可靠供电费用；④增量配电网可成立售电公司代理用户参与电力市场交易；⑤鼓励建设虚拟电厂和智能微电网。	内蒙古	增量配电网
《内蒙古自治区增量配电业务管理细则（试行）》（内能能源电力发〔2026〕2号附件）	内蒙古自治区能源局	2026年1月	与若干措施同步发布，核心内容：①明确增量配电网为110千伏及以下电压等级电网和220千伏及以下电压等级工业园区局域电网；②增量配电网享有市场交易权、电费接入权、结算权、调度权、计量管理权、独立决策权、区域配电网规划参与权等权利；③增量配电网与自治区级电网之间为网间互联关系，具有平等的市场地位；④自治区级电网应向增量配电网公平无歧视地提供电网互联服务；⑤支持以满足可再生能源就近消纳为主要目标的增量配电业务。	内蒙古	增量配电网
《内蒙古自治区能源局关于征求增量配电网政策修改意见的函》（内能能电力函〔2026〕871号）	内蒙古自治区能源局	2026年6月	①新能源消纳权限明确：增量配电网取得电力业务许可证后，按实际用电需求确定新能源装机规模，新能源全部在配电网内消纳，向大电网送电比例不超过10%，首次以量化指标确立了增量配电网作为独立供电区域的消纳主导权；②网间平等关系确立：增量配电网与省级电网按“网对网”关系签订互联协议和调度协议，省级电网须提供便捷、及时、高效的服务，调度协议须充分考虑增量配电网负荷占比高、调节资源有限、有源化发展的特点，从制度层面解决长期存在的“互联难、调度难”问题；③独立定价权制度通道：明确增量配电网配电价格由省级价格主管部门研究确定，为形成合理的配电价格机制提供依据。	内蒙古	增量配电网
《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》（内能源电力字〔2025〕856号）	内蒙古自治区能源局	2025年11月	①发电补偿标准明确：2026年度独立新型储能电站向公用电网放电量补偿标准为0.28元/千瓦时，自建成实质性投产当月起执行；②充放电调度规则：在新能源消纳困难时段不得向电网放电，在电网供电紧张时段不得充电；请单内储能电站日内全容量充电次数不得超过15次；③并网验收与监管：建成投产后由盟市能源主管部门会同电网企业开展并网验收；项目建设期内和建成后2年内不得通过代持、隐性股东或交叉持股等方式变更股东持股比例，不得以出卖股份、资产租赁、分包、转包等任何方式实质性变更投资主体。	内蒙古	储能
《关于促进吉林省新能源产业发展的若干措施》（吉政发〔2024〕1号）	吉林省人民政府办公厅	2024年1月	省政府常务会议审议通过该文件，明确要求探索增量配电网和孤网运行发展模式，加快千万千瓦级储能产业园区建设，落地一批百亿级“绿电+绿氢+氢基能源+化工产品+装备制造”产业项目，推动新能源就地消纳实现新突破。	吉林省	增量配电网
《关于促进吉林省新能源产业加快发展的若干措施》（吉政办发〔2024〕1号）	吉林省人民政府办公厅	2024年1月	明确提出支持建设增量配电网园区，依托现有或规划建设的产业园区建设增量配电网和氢基绿能产业园区，吸引用电大户企业落户园区，提升新能源消纳水平。	吉林省	增量配电网
《加快吉林省新能源产业“绿电+消纳”试点实施方案（试行）》吉政办法〔2023〕19号	吉林省人民政府办公厅	2023年6月	推出“绿电+消纳”四种模式（增量配电网零碳产业园、自带负荷（风火打捆）、新能源直供、孤网运行），计划每年新增新能源装机超过500万千瓦、5年超过3000万千瓦，构建“新能源引领产业发展、产业发展促进新能源消纳”的新发展格局。	吉林省	新能源
《关于明确储能价格政策有关事项的通知》（吉发改价格联〔2026〕240号）	吉林省发改委、东北能源监管局、吉林省能源局	2026年5月	充放电价格政策：电网侧独立储能充电按单一电量制用户执行输配电价，放电退减输配电费；电源侧储能与新能源场站一体化结算；用户侧储能原则上不得向电网放电，容量补偿政策：以度电容量电价330元/千瓦·年为基础，按顶峰能力折算（全年最长净负荷高峰8小时），容量电费由工商业用户分摊。考核机制：月内4次及以上不达标全额扣减当月容量电费，年度3次全额扣减取消后续补偿资格。	吉林省	储能

4.市场竞争格局

（1）新能源发电类业务

可再生能源发电行业是国有企业较为集中的领域，该行业的竞争者主要分为以下三类：

第一类是以行业龙头为代表的大型国有发电企业，主要包括五大电力集团及其他大型国有综合能源企业旗下从事风电及光伏发电业务的公司。

第二类是地方性国企。

第三类是民营企业和上市公司，公司属于该类。

可再生能源电站投资运营属于资本密集型行业，对企业的资金实力要求较高，所以大型国企的竞争优势较强，但民营企业依靠自身灵活多变的机制、强大的执行力，以及通过资本市场融资平台，也在该行业占有一定的市场份额。

（2）增量配电网“发配售一体化”业务

从2016年国家启动增量配电业务试点改革以来，国家发改委和国家能源局实际公布试点项目45.9个（不含已取消的24个试点项目），截至2025年12月，全国共计45.9个试点项目完成规划编制，368个试点项目完成业主优选，282个试点项目确定供电范围，290个试点项目取得电力业务许可证（供电类）。目前，公司已成为“奈曼旗工业园区增量配电试点项目”“赤峰高新区东山产业园增量配电业务试点项目”“长春农安增量配电网园区项目”和“通辽经济技术开发区高新技术产业园增量配电业务试点项目”4个增量配电网项目的业主。

5.公司的竞争优势

（1）地域优势

公司风电、光伏电站主要布局内蒙古，区域风光资源禀赋突出，风能技术可开发量全国第一，太阳能资源可开发量全国第二。全境光照充沛、风速稳定，适宜连片建设风光电站，风光互补开发条件优越，为新能源场站、增量配网一体化项目提供扎实资源基础。

公司依托新能源场站就近接入自有增量配电网，实现新能源电力就地生产、就地消纳，有效降低输电损耗，减少弃风弃光现象。对内能够降低园区企业用电成本，提高企业绿电使用占比，助力企业低碳发展；对外依托低成本稳定绿电打造招商亮点，吸引高耗能、外贸出口、绿色制造企业入驻。新增用电需求反向推动风光装机扩容，形成电源、配网、用户协同增益的良性循环。

（2）行业先发优势

增量配电网行业存在政策准入、专业资质、大额前期投资多重壁垒，具备成熟运营经验的发配售一体化增量配电网试点项目较为稀缺。公司深耕配售电业务多年，落地项目已在行业内形成较高的品牌认可度与标杆示范效应；公司搭建标准化流程开发运营体系与系统化的专业培训机制，可实现项目经验快速复用，具备多项目同步落地实施能力。依托标杆项目的示范效应，公司可充分向各地政府展示落地实力，增强合作信任度，在优质园区选址、风光资源获取等商务洽谈中占据有利地位，进一步扩大公司在增量配电网项目上的市场优势。

（3）专业团队优势

公司核心团队深耕新能源、配网运营，拥有项目开发、运维全流程实操经验。公司内部管理体系完善，能稳定保障电站安全发电与经济收益；成熟管理经验可直接复用至新建项目，人员、技术支持能快速到位。

6.大额资本投入与新能源业务收入规模是否匹配

公司2023-2025年累计资本投入8.84亿元，新能源板块业务三年累计实现收入4.39亿元，近三年投运资产的固定资产周转率0.20，固定资产投资净利润回报率3.07%，处于行业内可比公司区间范围内且略高于平均值，公司资本投入与新能源业务收入规模相匹配。公司所属电力行业系资本密集型行业，具有“高初始投资、长回报周期”的特点。公司的增量配电网运营、风力发电、光伏发电等新能源项目在建设初期所需资本投入较高，项目投产之后，稳定的电力运营收入可以给公司提供持续、稳定、充裕的现金流，提高公司的收入规模和盈利能力。同时，公司将依靠自有回流资金开发建设新项目，通过规模效应、技术优势和成本控制，进一步提高资本投入效率。

7.持续扩建扩产的必要性与具体考虑

下一步，公司将围绕独立储能电站、增量配电网、新能源风光发电三大核心赛道持续推进扩建扩产。具体规划与考量如下：

行业	扩建扩产计划	必要性与具体考虑
独立储能	目前，公司已披露在内蒙古自治区通辽市投资建设2座200MW/800MWh储能电站项目；此外，公司在内蒙、辽宁、河北等地区有持续开发独立储能项目的计划，部分项目正在推进申请流程。具体项目信息以公司信息披露为准。	依据内蒙古自治区能源局《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》（内能源电力字〔2025〕656号）文件规定，2026年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为0.28元/千瓦时，项目自实质投产当月起即可享受补偿，为储能业务提供稳定增量收益，项目投资回报具备可靠的政策支撑。 当前内蒙古地区储能配套政策已落地，优质项目资源竞争加剧，公司加速投建储能项目，可抢先锁定区域优质开发资源，快速拓宽储能业务布局，形成区域先发优势。
增量配电网	截至2025年末，公司已成为5个增量配电网项目的业主单位。目前公司在建的增量配电网项目14个，公司未来计划在内蒙、东北、西北地区持续开发增量配电网项目，具体项目信息以公司信息披露为准。	配售电行业受政策、资金、资质等多重门槛限制，优质项目稀缺。公司持续落地新项目，可进一步巩固行业标杆地位，持续释放标准化运营、三方协同模式的复制价值。充分发挥“低价绿电”优势，能够提升新能源本地化消纳水平，强化增量配电网的低碳及用能成本优势，有助于持续拉动用电负荷增长，形成“电源－配网－负荷”正向循环。同时，依托增量配网载体同步落地供热、供冷、供汽等综合能源服务，丰富盈利结构，提升单项目营收与利润空间。
新能源发电	目前公司已建成投运的新能源发电项目6个，拟开发项目分布于内蒙古、东北等区域，部分项目已取得项目核准文件，初步具备投资建设条件具体项目信息以公司信息披露为准。	内蒙古地区风光资源禀赋突出，公司已在当地落地多个成熟风光项目，积累丰富的本地化实操经验，持续新建项目开发推进效率更高，区域先发优势显著。风电、光伏运营年限长、现金流持续性强，收益稳定，有助于稳固公司长期经营基本盘。

公司同步推进风电、光伏、配网、储能多赛道扩容，能够充分发挥全产业链规模效应。随着新能源总装机容量持续攀升、配网覆盖范围持续扩大，通过设备集中采购、统一运维管理、集中技术迭代可有效摊薄单位建设、管理及全生命周期运营成本，持续提升项目整体盈利空间；同时依托一体化产业布局抢占内蒙古及周边区域优质风光、园区资源，稳步提升区域市场占有率，构建差异化、高壁垒的核心竞争体系，全面夯实公司整体盈利水平与长期综合竞争力。

（三）按新能源业务中各细分业务板块，分别列示相关在建工程、固定资产原值及历年折旧、减值计提情况

公司2023年至2025年新能源业务板块在建工程、固定资产原值及历年折旧、减值计提情况如下：

1.2023年至2025年，公司新能源业务板块在建工程情况

单位：万元

业务类型	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
新能源发电			108.22
配售电	35,538.82	33,570.34	16,467.27
合计	35,538.82	33,570.34	16,575.49

2.2023年至2025年，公司新能源业务板块固定资产原值情况

单位：万元

业务类型	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
新能源发电	68,338.81	68,437.31	52,254.67
配售电	62,227.21	40,052.32	27,094.67
工程施工	8.26		
合计	130,574.28	108,489.63	79,349.34

3.2023年至2025年，公司新能源业务板块折旧计提情况

单位：万元

业务类型	2025年度	2024年度	2023年10-12月
新能源发电	3,255.92	2,634.46	642.21
配售电	2,094.77	1,470.99	315.19
工程施工	0.28		
合计	5,350.97	4,105.45	957.40

4.2023年至2025年，公司未对新能源板块业务的在建工程和固定资产计提减值准备。

（四）折旧政策及减值计提情况与同行业可比公司是否存在显著差异，并结合产能利用率、技术迭代、电价政策变动、资产闲置或废弃情况等，说明相关减值计提是否充分、合理。

1.折旧政策与同行业可比公司的对比情况

（1）嘉泽新能

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	20-50	5	1.90-4.75
机器设备	年限平均法	20-25	5	3.80-4.75
运输设备	年限平均法	4-5	5	19.00-23.75
其他设备	年限平均法	3	5	31.67

（2）浙江新能

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	20-45	0-3	5.00-2.16
机器设备	年限平均法	5-30	0-5	20.00-3.17
运输工具	年限平均法	6	0	16.67
电子设备及其他	年限平均法	4-10	0	25.00-10.00

（3）甘肃新能

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	8-50	0	12.5-2.00
机器设备	年限平均法	8-30	0-3	12.5-3.23
电子设备	年限平均法	8-10	3-5	12.12-9.7
运输设备	年限平均法	5-8	0-5	20-11.88
其他设备	年限平均法	5	0	20

（4）江苏新能

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	20-30	5	4.75-3.17
机器设备	年限平均法	10-20	5	9.5-4.75
运输工具	年限平均法	5	5	19
电子及其他设备	年限平均法	3-8	0-5	33.33-12.5

（5）银星能源

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	8-45	5	11.88-2.11
机器设备	年限平均法	8-20	5	11.88-4.75
运输工具	年限平均法	6-10	5	15.83-9.50
办公设备	年限平均法	5-10	5	19.00-9.50

（6）立新能源

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	30	5	3.17
机器设备	年限平均法	10-20	5	4.75-9.50
运输工具	年限平均法	5	5	19
其他	年限平均法	3-10	5	9.50-31.67

（7）公司新能源板块

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	5-30	0.5	3.17-20.00
专用设备	年限平均法	3-30	5	3.17-31.67
运输工具	年限平均法	4	5	23.75
电子及其他设备	年限平均法	3	5	31.67

（8）公司新能源板块与同行业上市公司年折旧率（%）对比情况如下：

类别	公司新能源板块	同行业上市公司
房屋及建筑物	3.17-20.00	1.90-11.88
专用设备	3.17-31.67	3.17-20.00
运输工具	23.75	9.50-23.75
电子及其他设备	31.67	9.50-33.33

综上，公司新能源板块各类别固定资产的年折旧率和同行业可比公司的折旧区间基本重叠，不存在显著的差异。

2.减值计提情况与同行业可比公司

（1）在建工程减值情况

1）截至2025年12月31日，公司在建工程情况

项目名称	项目实施主体	新能源业务分类	在建工程原值（万元）	产能利用率	近期是否存在技术迭代	是否电价政策变动	资产闲置或废弃情况	是否存在减值
赤峰启航22.5MW风电及绿电联网线路	赤峰启航新能源有限公司	配售电	8,746.10		否	否	否	否
通辽增量配电网B区1号66kV变电站及联网工程	通辽国盛供电有限公司	配售电	5,087.75		否	否	否	否
奈曼旗工业园区增量配电网绿色供电项目工程	广新发电	配售电	3,268.23		否	否	否	否
长春农安增量配电网及送出线路工程	农安国盛电力供应有限公司	配售电	2,941.70		否	否	否	否
赤峰辰光增量配电网6MW+6MW光伏	赤峰辰光新能源有限公司	配售电	2,740.21		否	否	否	否
赤峰东山启新66kV变电站及线路工程	赤峰玉龙	配售电	2,650.57		否	否	否	否
赤峰松州增量配电网6MW+6MW光伏	赤峰松州新能源有限公司	配售电	2,353.83		否	否	否	否
赤峰鑫晟工业园区及配网6MW+6MW光伏项目	赤峰鑫晟新能源有限公司	配售电	2,094.03		否	否	否	否
鸿泰5.5MW分布式光伏项目	科尔沁左翼中旗鸿泰发电科技有限公司	配售电	1,412.49		否	否	否	否
花吐古拉工业园区5.5MW分布式光伏项目	科尔沁左翼中旗泰阳发电科技有限公司	配售电	1,381.35		否	否	否	否
东山工业园区1号66kV变电站园区联网工程	赤峰玉龙	配售电	1,355.30		否	否	否	否
长春农安增量配电网园区配套6兆瓦分散式风电项目	农安国盛新能源有限公司	配售电	1,280.93		否	否	否	否
赤峰增量配电网10kV红回5线新建工程	赤峰玉龙	配售电	160.77		否	否	否	否
其他项目	农安国盛新能源有限公司	配售电	65.56		否	否	否	否
合计			35,538.82					

2）截至2025年12月31日，公司和同行业在建工程减值准备情况如下：

类别	减值准备金额（万元）	占在建工程账面余额比例	减值准备计提原因
嘉泽新能	未计提		
浙江新能	未计提		
江苏新能	未计提		
甘肃能源	未计提		
银星能源	440.69	3.26%	外部政策环境变化，三个分布式光伏在建项目彻底终止实施，无法继续建设运营，全额计提减值
立新能源	未计提		
公司新能源板块	未计提		

截至2025年12月31日，公司结合在建工程技术迭代、电价政策变动、资产闲置或废弃情况，对各项目在建工程进行减值测试，结果不存在减值情况。

（2）固定资产减值情况

1）截至2025年12月31日，公司固定资产减值情况如下：

项目名称	项目实施主体	新能源业务分类	固定资产原值（万元）	产能利用率	近期是否存在技术迭代	是否电价政策变动	资产闲置或废弃情况	是否存在减值
15MW风电项目	通辽金麒麟	新能源发电	5,005.34	95%	否	否	否	否
15MW风电项目	融丰新能源	新能源发电	8,264.43	94%	否	否	否	否
8.086MW光伏项目	联能太阳能	新能源发电	2,469.87	85%	否	否	否	否
赤峰东山增量配电网	赤峰玉龙	配售电	3.80					否
用户侧储能项目	智慧能源	配售电	243.98		否	否	否	否
通辽增量配电网B区1号项目	通辽国盛供电有限公司	配售电	140.60		否	否	否	否
奈曼旗增量配电网项目和电源侧37MW风力发电项目	北方电网（奈曼旗）	配售电	43,890.25	96%	否	否	否	否
50MW风电项目	汇集新能源	新能源发电	38,809.90	89%	否	否	否	否
7.671MW光伏项目	汇集太阳能	新能源发电	2,595.07	100%	否	否	否	否
广新305MW风电、光伏、储能配网侧发电项目	广新发电	配售电	17,820.90	96%	否	否	否	否
28MW风电项目	恒硕新能源	新能源发电	11,194.21	97%	否	否	否	否
电力工程施工	辽宁北网	工程施工	8.26					否
国盛售电办公设施	国盛售电	配售电	6.61					否
北网智算办公设施	浙江北网智算科技有限公司	配售电	29.56					否
合计			130,574.28					

2）截至2025年12月31日，公司和同行业固定资产减值准备情况如下：

类别	减值准备金额（万元）	占固定资产账面余额比例	减值准备计提原因
嘉泽新能	未计提		
浙江新能	2,360.44	0.06%	生物质发电项目上网电价国补退坡、存量补贴停止新增、绿证交易落地不及预期、绿证变现困难，项目失去补贴后电价收益大幅下滑，原盈利模型失效；农林秸秆燃料采购价格持续大涨、收储成本抬升，燃料成本大于上网电费收入，项目常年持续性亏损、现金流倒挂
江苏新能	42,267.61	4.10%	
甘肃能源	未计提		
银星能源	43,188.36	7.11%	风电以大代小技改升级、老旧小容量风机计划拆除报废
立新能源	19.77	0.01%	计提金额和比例很小
公司新能源板块	未计提		

截至2025年12月31日，公司结合固定资产产能利用率、技术迭代、电价政策变动、资产闲置或废弃情况，对各项目固定资产进行减值测试，结果不存在减值情况。

● 独立董事针对问题（2）的独立意见

经与公司管理层、年审会计师充分沟通，审慎核查公司近三年新能源业务板块资本性支出明细、项目融资增信情况，并结合已建成项目经营效益、产能利用率、行业政策及市场竞争格局进行了全面综合研判，独立董事认为：

1.公司新能源业务资本性支出主要用于项目投资建设，整体投资进度与业务发展规划保持一致，支出用途真实、合规、聚焦主业；自有资金及自筹资金使用规范，针对项目融资增信事项，公司已履行完整审议程序。

2.公司2023-2025年累计资本投入8.84亿元，新能源板块业务三年累计实现收入4.39亿元，近三年投运资产的固定资产周转率0.20，固定资产投资净利润回报率3.07%，处于行业内可比公司区间范围内且略高于平均值，公司资本投入与新能源业务收入规模相匹配。公司所属电力行业系资本密集型行业，具有“高初始投资、长回报周期”的特点，公司的增量配电网运营、风力发电、光伏发电等新能源项目在建设初期所需资本投入较高，项目投产之后，稳定的电力运营收入可以给公司提供持续、稳定、充裕的现金流，提高公司的收入规模和盈利能力。同时，公司将依靠自有回流资金开发建设新项目，通过规模效应、技术优势和成本控制，进一步提高资本投入效率。

3.公司基于行业发展趋势及自身战略规划推进项目布局与建设，持续扩建扩产是抢抓市场机遇、巩固行业地位、释放产能优势的必要举措，各项规划论证充分、考量审慎，具备充分的商业合理性，相关事项符合监管规则要求及市场惯例，不存在损害公司及全体股东利益的情形，符合公司长远发展目标。

● 年审会计师核查程序和核查结论

针对问题（3）相关事项，年审会计师主要实施以下核查程序：

1.取得公司新能源板块各明细业务各期末固定资产、在建工程明细，了解公司各项目建设和运营情况；

2.实地观察相关在建工程，实地检查了各风电项目的运行情况以及在建风电项目的建设情况，对公司固定资产和在建工程实施监盘程序，以了解在建工程建设进度等情况；

3.获取各期末主要在建项目的建造进度明细、施工及采购合同、工程结算单据，查阅本期已完工的主要在建项目的商业运营批复、竣工验收报告、验收交接单等在建工程转出的原始凭据，以判断转固时点的准确性；对于公司各期末的在建工程，检查对应的施工合同，了解其预计完工时点，结合现场观察，判断是否已达到预计可使用状态；

4.结合大额应付及预付工程款函证，以核实各期末工程进度和工程款余额等；

5.评估管理层对在建工程和固定资产是否存在减值迹象的判断是否合理。

经核查，年审会计师认为公司折旧政策及固定资产减值计提情况与同行业可比公司不存在显著差异，相关在建工程和固定资产减值计提充分、合理。

问题三、关于公司债务。公司自2023年起账面新增长期借款。年报显示，2025年末，长期借款余额为8.82亿元，1年内到期的长期借款1.37亿元，短期借款余额2.43亿元；当年财务费用0.63亿元。此外，公司报告期内开展再融资募集资金约4.21亿元，相关资金已于2025年12月到账。

请公司补充披露：（1）新增长短期借款的主要用途、对应金额及资金实际去向，说明是否存在流向控股股东、实际控制人及其关联方控制主体的情况；（2）结合融资成本、融资期限、公司现金流情况、募集资金使用安排，说明在取得再融资募集资金4.21亿元的情况下，仍持续新增银行借款的原因及合理性；说明募集资金的具体使用安排，募集资金使用是否与募集说明书披露的用途一致；（3）结合借款利率区间、融资期限结构、公司现有盈利能力和经营性现金流，量化分析新增借款对财务费用的影响，以及公司后续贷款偿还及降低财务费用的举措。

请年审会计师进行核查并发表明确意见。

公司回复：

（一）新增长短期借款的主要用途、对应金额及资金实际去向，说明是否存在流向控股股东、实际控制人及其关联方控制主体的情况

1.公司2023-2025年末短期借款情况

单位：万元

项目	2025年12月31日	2025年末较2024年末变动	变动率（%）	2024年12月31日	2024年末较2023年末变动	变动率（%）	2023年12月31日
质押借款	1,099.64	207.80	23.30	891.84	850.65	2,065.29	41.19
抵押借款	4,798.82	498.85	11.6	4,299.97	-696.25	-13.94	4,996.22
保证借款	830.46	830.46	100.00		-16,974.11	-100.00	16,974.11
信用借款	17,533.51	-9,253.85	-34.55	26,787.36	4,113.95	18.14	22,673.41
合计	24,262.43	-7,716.74	-24.13	31,979.17	-12,705.76	-28.43	44,684.93

公司2023-2025年末短期借款余额分别为44,684.93万元、31,979.17万元和24,262.42万元，2024年末较2023年末下降28.43%，2025年末较2024年末下降24.13%，整体呈逐年下降态势，系公司主动优化负债结构、统筹存量债务偿还所致，各类短期借款变动及用途说明如下：

2024年末和2025年末，公司质押借款增加主要系境外子公司晨丰科技私人有限公司（以下简称“印度晨丰”）于2024年开立银行透支账户，可按保证金90%额度透支融资，融入资金全部用于印度晨丰生产备货与日常运营。

2024年末，公司抵押借款变动主要系母公司部分抵押贷款解押偿还所致；2025年末，公司抵押借款回升主要系海宁明益电子科技有限公司（以下简称“明益电子”）新增经营性不动产抵押融资，融入资金用于明益电子生产经营周转。

2024年末，公司保证借款减少16,974.11万元，主要系景德镇市宏亿电子科技有限公司（以下简称“宏亿电子”）存量担保借款归还所致；2025年度小幅新增系公司收购外公司北网新能公司，相关配套担保融资增加所致。

2024年末，公司信用借款小幅增加系宏亿电子保证借款更换为信用借款所致；2025年大幅下降系公司处置宏亿电子股权，宏亿电子不再纳入合并报表，宏亿电子借款相应转出所致。

上述全部短期融资资金均用于公司及合并范围内子公司主营业务周转，不存在资金流向控股股东、实际控制人及其关联方控制主体的情况。

2.公司2023-2025年末长期借款（含一年内到期的非流动负债）情况

单位：万元

项目	2025年12月31日	2025年末较2024年末变动	变动率（%）	2024年12月31日	2024年末较2023年末变动	变动率（%）	2023年12月31日
质押借款	79,094.90	4,209.60	5.62	74,885.30	38,341.79	104.92	36,543.51
抵押借款	20,900.17	2,480.95	13.47	18,419.22	3,098.18	20.22	15,321.04
保证借款	2,403.04	-1,001.27	-29.41	3,404.31	-100.13	-2