证券代码：000862　　证券简称：银星能源

关于宁夏银星能源股份有限公司
申请向特定对象发行股票的审核问询函
之回复报告

保荐人（主承销商）

中信证券股份有限公司
CITIC Securities Company Limited

（广东省深圳市福田区中心三路 8 号卓越时代广场（二期）北座）

二〇二三年六月

深圳证券交易所：

贵所《关于宁夏银星能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函〔2023〕120066 号）（以下简称“问询函”）已收悉。宁夏银星能源股份有限公司（以下简称“银星能源”、“发行人”、“申请人”或“公司”）会同中信证券股份有限公司（以下简称“中信证券”、“保荐机构”或“保荐人”）、发行人律师北京市嘉源律师事务所（以下简称“发行人律师”）、申报会计师普华永道中天会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”）就问询函所提问题逐条进行了认真分析及讨论，针对问询函中的问题进行核查，对问询函中所有提到的问题逐项予以落实并进行了书面说明，同时按照要求对《宁夏银星能源股份有限公司 2023 年度向特定对象发行 A 股股票募集说明书》（以下简称“募集说明书”）进行了修订和补充，现回复如下，请贵所予以审核。

如无特别说明，本回复报告中的简称与募集说明书中的简称具有相同含义。本回复报告中所列数据可能因四舍五入原因而与所列示的相关单项数据直接计算得出的结果略有不同。

本回复报告中的字体代表以下含义：

黑体（加粗）	**反馈意见所列问题**
宋体（不加粗）	对反馈意见所列问题的回复、中介机构核查意见
楷体_GB2312（加粗）	**对募集说明书的补充披露、修改**

目录

问题 1 3

问题 2 53

其它问题 125

问题1

报告期内，公司营业收入分别为120,186.59万元、135,946.58万元和116,333.14万元；毛利率分别为29.09%、32.79%和30.38%。报告期各期末，公司应收账款余额分别为166,669.36万元、96,975.78万元和142,285.20万元，占营业收入的比例分别为134.09%、67.95%和118.98%，分别计提坏账准备5,506.41万元、4,598.49万元和3,867.91万元；其他应付款余额分别为4,047.71万元、33,849.06万元及171,097.52万元，主要系公司应付间接控股股东中国铝业股份有限公司（以下简称“中国铝业”）资金池款项。最近一期末，公司其他权益工具投资余额为2,014.88万元，长期股权投资余额为6,947.52万元，包括对宁夏宁电物流有限公司（以下简称“宁电物流”）的投资，公司认为不属于财务性投资。

请发行人补充说明：（1）结合公司电价收入和新能源补贴收入确认的具体流程、时点、依据和会计核算方法，同行业可比公司情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合会计准则的规定；并结合近年新能源补贴政策及变化情况、公司已纳入及尚未纳入国补目录项目的具体情况，说明行业政策变化对公司经营情况的影响；（2）结合营业成本及毛利率变化情况、同行业可比公司情况等，说明公司毛利率变化的原因及合理性，是否与同行业可比公司一致；（3）结合应收账款期后回款情况、公司业务模式、信用政策、账龄、同行业可比公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性；并结合同行业可比公司情况，分类说明应收标杆电费款、应收可再生能源补贴款坏账准备计提的充分性；（4）结合报告期各期公司向中国铝业资金池借款及还款的情况，包括金额、利率、期限、原因等，银行及其他渠道借款金额及利率情况、同行业可比公司情况等，说明公司向资金池借款利率是否公允，并结合公司参与资金池签署的相关协议及其具体内容，说明是否与中国铝业及其关联方存在资金共管、归集或占用等情形，是否损害上市公司和中小投资者利益，是否出现还款金额大于借款金额的情况，如是，是否存在非经营性资金占用；（5）结合宁电物流与公司主营业务的具体协同关系、通过投资宁电物流获得新的原料、技术或渠道等战略资源的具体情况等，说明未将对其投资认定为财务性投资的原因及合理性；（6）公司最近一期末是否存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形，自本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况。

请发行人补充披露（1）-（4）相关风险。

请保荐人及会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、结合公司电价收入和新能源补贴收入确认的具体流程、时点、依据和会计核算方法，同行业可比公司情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合会计准则的规定；并结合近年新能源补贴政策及变化情况、公司已纳入及尚未纳入国补目录项目的具体情况，说明行业政策变化对公司经营情况的影响

（一）结合公司电价收入和新能源补贴收入确认的具体流程、时点、依据和会计核算方法，同行业可比公司情况，说明相关收入确认是否谨慎合理，是否符合会计准则的规定

1、公司电价收入和新能源补贴收入确认的具体流程、时点、依据和会计核算方法

公司在客户取得相关商品或服务的控制权时，按预期有权收取的对价金额确认收入。根据公司与宁夏电网公司、陕西电网公司、内蒙古电网公司签订的《购售电合同》，公司的履约义务为根据电网公司调度指令，按照国家标准、电力行业标准及调度规程分别向相应电网公司出售符合国家标准和电力行业标准的电能。公司在向宁夏电网公司、陕西电网公司、内蒙古电网公司完成供电后，即履行完毕合同规定的履约义务，因此公司于该时点即可确认销售电力的相关收入。公司的电费收入，由电价收入（标杆电费收入）和新能源补贴收入组成。公司电价收入和新能源补贴收入确认情况对比如下：

项目	电价收入（标杆电费收入）	新能源补贴收入
收入确认具体流程	公司在完成向电网公司的供电后，于每月末根据经电网公司确认的月度电费结算单上记载的上网电量、上网电价以及电价收入金额确认相关电价收入	公司在完成向电网公司的供电后，于每月末根据经电网公司确认的月度电费结算单上记载的上网电量以及上网电价减去各电网规定的标杆上网电价后的价格确认新能源补贴收入
收入确认时点	公司按照电力供应至各电厂所在地的省级电网公司的时点按月确认电价收入	针对有新能源补贴的电厂，公司按照电力供应至各电厂所在地的省级电网公司的时点确认新能源补贴收入
收入确认依据	电价收入=上网电量*标杆上网电价（不含税）（注 1） 上网电量依据：根据电网公司确认的月	新能源补贴收入=上网电量*新能源补贴电价（不含税） 上网电量依据：根据电网公司确认的月度电

项目	电价收入（标杆电费收入）	新能源补贴收入
	度电费结算单，由各电厂所在地的电网公司确认上网电量； 标杆上网电价依据：保障性收购部分，发电价格依据相关主管部门对发电项目上网电价的批复确定，一般为当地燃煤火电机组上网基准电价；市场化交易部分，发电价格按照实际交易价格确定	费结算单，由各电厂所在地的电网公司确认上网电量； 新能源补贴电价依据：发电价格依据相关主管部门对发电项目上网电价的批复确定，补贴电价为批复电价减去各省级电网规定的标杆电价
收入确认的会计核算方法	每月末，公司先根据自身生产系统当中记录的发电量数据对电价收入进行暂估，并于收到经电网公司确认的月度电费结算单后，根据实际上网量对暂估收入金额进行调整	每月末，公司先根据自身生产系统当中记录的发电量数据对新能源补贴收入进行暂估，并于收到经电网公司确认的月度电费结算单后，根据实际上网电量对暂估新能源补贴收入金额进行调整

注1：标杆电费收入为除可再生能源补贴款项外，由电网公司直接支付的电价款项。标杆上网电价分为保障性交易部分电量的电价（即当地燃煤发电上网基准价）以及市场化交易部分电量的电价（交易结算电价）

公司电价收入和新能源补贴收入的主要区别在于支付资金的来源以及支付时点有所不同，具体情况如下：

项目	电价收入	新能源补贴收入
支付资金来源	依法向电力用户征收的电力使用费	国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入
支付时点	通常于次月由电网公司直接支付	根据国家财政公共预算安排，由财政部将相应资金拨付至各省电网公司后，再由省级电网公司进行支付，支付时点存在不确定性

因此，公司在电价收入和新能源补贴收入确认流程、时点、依据和会计核算方法方面不存在较大差异。

2、同行业可比公司收入确认情况

公司与同行业可比公司收入确认政策的对比情况如下：

公司名称	相关政策描述
嘉泽新能	新能源发电收入：与客户之间签订购售电合同，合同通常包含电力生产、传输的履约义务，以商品控制权转移时点确认收入。相关履约义务通常在电力传输时确认，并根据传输的电量和适用的固定资费率进行衡量
节能风电	电力销售收入：电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本公司按已收或应收的合同或协议价款的合同约定确定电力销售收入金额。澳大利亚电厂电力收入于电力供应至澳大利亚电力运营商时确认，按当地市场电力交易价格确定电力销售收入金额
太阳能	销售商品收入的确认：①太阳能光伏发电收入：电力收入于电力供应至各子公司所在地的电网公司或业主确认时。②太阳能组件销售收入：与太阳能组件销售相关的收入在客户取得相关商品的控制权时予以确认
甘肃能源	公司商品销售收入主要为电力产品收入。每月末，根据上网电量和国家有关部门批准执行的上网电价以及电力交易中心报价或销售合同确定的电价确认电力产品销售收入

公司名称	相关政策描述
银星能源	①电力销售收入：于供电当月按经客户确认的电量电费结算信息确认。②设备销售收入：在客户取得相关商品的控制权时，按预期有权收取的对价金额确认收入。公司将生产的设备类产品按照合同规定运至约定交货地点，经客户验收且双方签署货物交接单时点确认收入

数据来源：同行业可比上市公司2022年年度报告

由上表可知，公司同行业可比上市公司的收入确认均在履约义务完成后进行确认。对于新能源发电而言，同行业可比上市公司均在电力供应至电厂所在地的各省电网公司后确认，即根据各省电网公司确认的上网电量以及上网电价进行确认。

因此，公司电价收入以及新能源补贴收入的收入确认政策与同行业可比公司在表述上略有差异，具体的收入确认流程、时点、依据和会计核算方法与同行业可比上市公司一致。

3、公司相关收入确认是否谨慎合理，是否符合会计准则的规定

根据《企业会计准则第14号—收入》准则中对于企业收入确认的具体要求，公司收入确认相关内容与会计准则的对比情况如下：

准则规定	具体内容	公司相关情况	是否符合《企业会计准则》相关规定
第五条：当企业与客户之间的合同同时满足下列条件时，企业应当在客户取得相关商品控制权时确认收入：	（1）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务； （2）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务（以下简称“转让商品”）相关的权利和义务； （3）该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款； （4）该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额； （5）企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	（1）公司与各地电网公司签订的《购售电合同》已经各方批准并承诺履行； （2）公司与各地电网公司签订的《购售电合同》明确规定了公司以及电网公司相关的权力和义务； （3）公司与各地电网公司签订的《购售电合同》明确约定了电费的支付方式及相应条款； （4）公司与各地电网公司签订的《购售电合同》是双方商业合作的真实反映； （5）企业主要客户均为各省级电网公司，信誉度高，相应电费无法回收的风险极低。	是
第十三条：企业应当在客户取得相关商品控制权时点确认收入。在判断客户是否	（一）企业就该商品享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务； （二）企业已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权； （三）企业已将该商品实物转	（1）公司向各省电网公司供应电力后，公司即享有相应电费（包括标杆电费以及可再生能源补贴）的现时收款权利； （2）在公司向各省电网公司供应电力时，即已将电力的法定所有权转移给客户；	是

准则规定	具体内容	公司相关情况	是否符合《企业会计准则》相关规定
已取得商品控制权时，企业应当考虑下列迹象：	移给客户，即客户已实物占有该商品； （四）企业已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬； （五）客户已接受该商品； （六）其他表明客户已取得商品控制权的迹象。	（3）在公司向各省电网公司供应电力时，电网公司即已实物占有该商品； （4）在公司向各省电网公司供应电力时，公司已将电力的所有权上的主要风险和报酬转移给客户； （5）在公司向各省电网公司供应电力时，电网公司即已接受该商品。	

因此，公司电价收入以及可再生能源补贴收入确认谨慎合理，符合会计准则的规定。

（二）结合近年新能源补贴政策及变化情况、公司已纳入及尚未纳入国补目录项目的具体情况，说明行业政策变化对公司经营情况的影响

1、近年新能源补贴政策及变化情况

2019年以来，国家发改委、国家能源局陆续发布多项文件推进新能源发电进入平价上网时代，2019年至今，公司所在行业主要新能源补贴政策及其变化情况如下：

年份	颁布机构	政策名称	主要内容
2019 年 1 月	国家发展改革委	关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知	开展平价上网项目和低价上网试点项目建设。各地区要认真总结本地区风电、光伏发电开发建设经验，结合资源、消纳和新技术应用等条件，推进建设不需要国家补贴执行燃煤标杆上网电价的风电、光伏发电平价上网试点项目。
2019 年 5 月	国家发展改革委	关于完善风电上网电价政策的通知	2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。
2020 年 1 月	财政部、国家发展改革委、国家能源局	关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见	非水可再生能源发电已进入产业转型升级和技术进步的关键期，风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件，因此要完善现行补贴方式、完善市场配置资源和补贴退坡机制、优化补贴兑付流程。
2020 年 3 月	国家能源局	关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知	积极推进风电、光伏平价上网项目建设，有序推进风电需国家财政补贴项目建设，积极支持分散式风电项目建设，稳妥推进海上风电项目建设，合理确定光伏需国家财政补贴项目竞争配置规模，全面落实电力送出消纳条件等

年份	颁布机构	政策名称	主要内容
2020 年 9 月	财政部、国家发展改革委、国家能源局	关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知	确定各类项目全生命周期合理利用小时数，在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。
2021 年 6 月	国家发展改革委	关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知	自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行。
2022 年 6 月	国家发展改革委、国家能源局	“十四五”可再生能源发展规划	加快市场化发展，新能源发电由补贴支撑发展转为平价低价发展，由政策驱动发展转为市场驱动发展。

根据上述政策，未来新建的风力发电以及光伏发电项目将实行平价上网，不再享受可再生能源补贴。对于在2020年底前并网的陆上风电项目、2021年底前并网的海上风电项目以及2020年底前并网的光伏发电项目，仍可在并网之日起设计寿命年限或全生命周期合理利用小时数（宁夏地区风力发电全生命周期合理利用小时数为40,000小时，光伏发电全生命周期合理利用小时数为32,000小时）内（以下简称“补贴期内”）享受可再生能源补贴。

2、公司已纳入及尚未纳入国补目录项目的具体情况

（1）公司已纳入及尚未纳入国补目录项目的整体情况

截至本问询函回复出具日，公司有31个新能源发电项目符合享受国补相应条件，已纳入及尚未纳入国补目录项目的具体情况如下：

单位：个

项目类型	已纳入国补目录项目数量	未纳入国补目录项目数量
风力发电	28	0
光伏发电	2	1

由上表可知，截至本问询函回复出具日，公司存在1个光伏发电项目（银星一井项目）暂未纳入国补目录的情况。

（2）银星一井项目未纳入国补目录原因

银星一井项目于2016年6月并网发电。2017年3月，三部委联合发布《关于组织申报第七批可再生能源电价附加补助项目的通知》（财办建〔2017〕17号），要求申报项

目为2006年及以后年度核准（备案），2016年3月底前并网的项目，由于银星一井项目2016年6月并网不满足申报条件，故而未进行申报。2020年1月，三部委联合发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），国家将不再组织申报第八批可再生能源补贴目录，所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息；2020年4月，财政部印发了《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号），银星一井项目符合申报条件，公司启动了申报工作，已完成项目初审，并经省级主管部门确认，并根据国家可再生能源信息管理中心审核要求对申报文件又进行了补充，目前银星一井项目补贴申报材料处于复核阶段。银星一井项目装机容量共计3万千瓦，占公司总装机容量的比例为2.05%，占比较小。

（3）银星一井项目后续进入补贴清单不存在实质性障碍

根据《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]70号），银星一井项目满足纳入补贴清单的可再生能源发电项目的申报条件，后续进入补贴清单不存在实质性障碍，具体情况如下：

申报条件1：符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网。

银星一井项目为集中式光伏电站，已于2014年4月按规定完成核准手续，并且已于2016年6月实现全容量并网。

申报条件2：符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623号）要求。其中，2019年光伏新增项目，2020年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法。

银星一井项目符合国家能源主管部门要求，已于2017年11月按照规模管理纳入宁夏年度建设规模管理范围内。

申报条件3：符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复

根据宁夏回族自治区物价局出具的《自治区物价局关于中民投宁夏盐池光伏发电等项目上网电价的通知》（宁价商发〔2016〕30号），银星一井项目的上网电价为0.90元/千瓦时（含税），该项目上网电价已获得宁夏价格主管部门批复。

因此，银星一井项目已按规定完成核准，并已全容量并网；已纳入年度建设规模范围；上网电价已获得价格主管部门批复；满足财办建[2020]70号中对于纳入补贴清单的可再生能源发电项目申报的要求，未来纳入补贴清单预计不存在实质性障碍。

综上所述，除银星一井项目尚在审核过程中，暂未纳入可再生能源补贴目录外，公司其他需要纳入可再生能源补贴目录的项目均已纳入。

3、行业政策变化对公司经营情况的影响

2021年以来，我国新能源发电项目已经全面进入平价上网时代。对于2020年底前建成并网的陆上风电项目以及光伏发电项目，不受平价上网政策的影响，依旧可以在设计寿命期内及全生命周期合理利用小时数内享受可再生能源补贴。但项目运行达到全生命周期合理利用小时数后，将不再享受可再生能源补贴，并执行平价上网。随着运行年限增加，公司新能源发电项目享受可再生能源补贴项目的数量将减少，平均电价将有所下降，**另外公司目前在建以及未来新建的新能源发电项目将实行平价上网，不再享受可再生能源补贴**，从而对公司的上网电价造成一定影响。

但在产能提升、技术进步等因素的推动下，市场上光伏和风力发电设备的发电效率较之以往有大幅度提升。风力发电方面，目前采用的低风速大容量高效风力发电机组较之以往小容量机组，发电量可以增加约一倍；光伏发电方面，目前采用先进的高效组件，光电转换效率较之以往大幅提升，可达到22%以上，发电量可提升约50%。

另外，随着行业技术的发展、制造水平的提高，光伏和风力发电设备的整体造价水平得到了充分降低。过去10年中，晶硅光伏组件作为光伏电站的重要组成，其价格从0.73美元/W 下降到0.18美元/W 左右，降幅超过70%；过去近20年中，风电机组单位价格下降幅度约为70%，风电场整体造价降幅超过50%。

在前述背景下，公司在项目补贴期内开展对老旧风电场“以大代小”等容更新改造，改造后项目的发电量和盈利能力将大幅提升。**由本次募投项目中的老旧风机“以大代小”等容更新改造项目可以看出，在对老旧风机改造完成且运行时间在原风电场**

运营期外，即采用“平价上网”后的运营期内，该项目的两个子项目毛利率最低亦可达到48.38%和42.21%，高于发行人2022年度风电业务的毛利率（30.74%）。由此可见，公司对老旧风电场的更新改造，可以有效对冲平价上网等行业政策变化对公司经营情况的影响。

另外，公司电力营销能力的提升，亦可有效对冲平价上网等行业政策变化对公司经营情况的影响。报告期内，公司积极参与电力市场化交易，取得良好效果，公司新能源发电业务平均上网电价（不含税）分别为0.47元/千瓦时、0.49元/千瓦时、0.50元/千瓦时及0.52元/千瓦时，呈现上升趋势。未来公司将进一步加强电力市场政策研究，加强信息收集、分析，研判电力市场发展趋势和变化特点，优化交易策略，提升电量交易水平及电力营销能力。

2021年我国新建风电、光伏发电项目全面实现平价上网，得益于发电设备成本的不断下降，同行业可比公司新能源发电业务毛利率均未受到较大影响，行业依然保持较快发展态势。同时考虑到上述有利因素及措施，公司能够有效对冲新能源平价上网等行业政策变化对经营情况的影响。

（三）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（二）产业政策变动及弃光弃风限电的风险

公司的主营业务为风力发电和光伏发电等新能源项目的开发、建设和运营管理。可再生能源发电行业近年来的高速发展和高质量发展都离不开国家对可再生能源行业在政策、法规等方面的支持。随着《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》等政策的出台，我国新能源平价上网时代来临。一方面，随着运行年限的增加，公司新能源发电项目享受可再生能源补贴项目的数量将减少，在补贴运行期满后相关项目将无法继续享受新能源补贴，公司平均销售电价将有所下降。另一方面，公司目前在建以及未来新建的新能源发电项目将实行平价上网，不再享受可再生能源补贴。相比较新能源电价补贴时代，公司新能源发电项目面临收入下滑的风险。

另外，风力发电、光伏发电具有间歇性、波动性、随机性等特点，电网需要根据

风力发电、光伏发电的上网电量大小和电网用电量的变化情况，相应调整火电、水电等常规能源发电机组的发电量，使得上网电量与用电量保持动态平衡。虽然《可再生能源法》《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》等相关政策保障覆盖新能源发电的上网电量，但当项目所在地用电需求较少且不能通过电量外送等方式完全消纳时，电网为了保证电力系统的稳定运营，会通过降低各发电机组的发电能力，保障上网电量与用电量的平衡，使得部分风光资源无法得到充分利用，产生弃光弃风限电的现象，从而影响公司上网电量，对公司的经营造成不利影响。

二、结合营业成本及毛利率变化情况、同行业可比公司情况等，说明公司毛利率变化的原因及合理性，是否与同行业可比公司一致

（一）公司营业成本变化情况

报告期内，公司营业成本按产品类别分类的构成及占比情况如下：

单位：万元、%

项目	2023 年 1-3 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
销售商品-电力	17,223.99	84.19	69,304.62	85.57	71,997.42	78.80	67,033.34	78.65
销售商品-设备制造	2,969.72	14.52	8,717.43	10.76	15,137.01	16.57	12,558.12	14.73
提供劳务	239.99	1.17	2,308.23	2.85	2,483.01	2.72	4,633.80	5.44
主营业务成本合计	**20,433.70**	**99.88**	**80,330.28**	**99.19**	**89,617.44**	**98.09**	**84,225.26**	**98.82**
其他业务成本	24.98	0.12	657.34	0.81	1,745.81	1.91	1,004.94	1.18
合计	**20,458.68**	**100.00**	**80,987.62**	**100.00**	**91,363.25**	**100.00**	**85,230.21**	**100.00**

报告期内，公司营业成本当中新能源发电业务及新能源设备制造相关成本占比较高，报告期各期，前述业务的相关成本占比均超过90%。其中，报告期内公司新能源发电业务营业成本整体变化较小，新能源设备制造业务的相关成本随着业务量波动而呈现较大波动。具体分析如下：

1、公司新能源发电业务营业成本构成及变化情况

报告期内，公司新能源发电业务营业成本的构成情况如下：

单位：万元、%

项目	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度

	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧摊销	13,496.45	78.36	53,690.89	77.47	53,783.34	74.70	53,658.60	80.05
人工成本	979.71	5.69	4,867.48	7.02	5,581.35	7.75	4,149.90	6.19
运行维护费用	1,538.00	8.93	9,101.87	13.13	10,701.51	14.86	7,307.46	10.90
其他费用	1,209.83	7.02	1,644.39	2.37	1,931.22	2.68	1,917.38	2.86
合计	**17,223.99**	**100.00**	**69,304.62**	**100.00**	**71,997.42**	**100.00**	**67,033.34**	**100.00**

报告期内，公司新能源发电业务营业成本主要由折旧摊销、人工成本以及运行维护费用构成，前述三项内容占新能源发电业务营业成本总额的比例均超过90%。

公司新能源发电业务营业成本当中的折旧摊销费用较为稳定。通过公司报告期内对于现有新能源发电场的运营管理，公司现有新能源发电场固定资产状况相对良好，为公司后续新项目的建设和运营奠定了良好的基础。

公司新能源发电业务营业成本当中的人工成本主要包括生产人员薪酬以及各新能源发电场运行、检修以及维护过程发生的其他零星人工费用等。报告期内，公司提高劳动生产力，人工成本得到有效控制。2021年度，由于公司增加了对各发电场的维护检修，其他人工费用有所上升。

公司新能源发电业务营业成本当中的运行维护费用主要为各新能源发电场每年运行、检修以及维护的相关费用，此部分费用每年根据当年风机等设备运行情况以及当年的风光资源情况等，由公司统一进行管理安排，各年之间会呈现一定波动。因此，公司新能源发电业务营业成本在各年之间呈现一定的波动，但变化相对较小。

2、公司新能源设备制造业务营业成本构成及变化情况

报告期内，公司新能源设备制造业务营业成本的构成情况如下：

单位：万元、%

项目	2023 年 1-3 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
原材料	1,878.35	63.25	4,839.47	55.51	11,769.74	77.75	7,211.81	57.43
人工成本	199.55	6.72	619.28	7.10	312.85	2.07	636.25	5.07
折旧	54.88	1.85	266.78	3.06	189.65	1.25	290.69	2.31
其他制造费用	836.95	28.18	2,991.90	34.32	2,864.78	18.93	4,419.37	35.19
合计	**2,969.72**	**100.00**	**8,717.43**	**100.00**	**15,137.01**	**100.00**	**12,558.12**	**100.00**

报告期内，公司新能源设备制造业务营业成本主要由原材料、其他制造费用以及人工成本构成，前述三项内容占公司新能源设备制造业务营业成本的比例均超过95%。公司新能源设备制造业务主要为塔筒制造，所使用的主要原材料为钢材。报告期内，公司新能源设备制造业务营业成本当中的原材料变化主要受两方面因素影响，一方面受公司承接产品业务类型的影响而发生变化，另一方面受当年钢材市场价格的变化而变化。2021年度，公司承接的包工包料类塔筒制造业务相对较多，公司需自行购买相关原材料并承担钢材价格波动的风险，2021年度随着大宗商品市场行情的一路上涨，公司新能源设备制造业务所需的钢板价格亦大幅上升，因此导致当年成本当中的原材料金额及占比均较高。而2020年度及2022年度公司承接的代加工业务则相对较多，该部分业务由于客户提供相关原材料从而使得2020年度以及2022年度原材料成本金额及占比相对较低。公司新能源设备制造业务营业成本当中的其他制造费用主要为塔筒制造过程中产生的防腐阻焊及运输等费用，不同年度间，塔筒销量有所波动，使得该部分费用金额在各年之间呈现一定波动。因此，公司新能源设备制造业务营业成本随着公司各年承接项目类型的不同而发生一定变动。

（二）公司毛利率变化的原因及合理性

1、公司主营业务毛利率的变化情况

（1）公司营业毛利构成情况

报告期内，公司营业毛利按产品类别分类构成情况如下：

单位：万元、%

项目	2023 年 1-3 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
销售商品-电力	9,540.17	96.34	34,091.82	96.45	44,719.42	100.31	29,105.30	83.26
销售商品-设备制造	132.09	1.33	403.68	1.14	1.01	0.00	3,583.62	10.25
提供劳务	100.33	1.01	227.22	0.64	79.21	0.18	1,691.95	4.84
主营业务毛利合计	**9,772.59**	**98.69**	**34,722.72**	**98.24**	**44,799.64**	**100.49**	**34,380.88**	**98.35**
其他业务毛利	129.66	1.31	622.80	1.76	-216.31	-0.49	575.50	1.65
合计	**9,902.25**	**100.00**	**35,345.52**	**100.00**	**44,583.33**	**100.00**	**34,956.38**	**100.00**

报告期内，公司营业毛利主要由主营业务毛利构成，占比均在98%以上，其中主

营业务毛利主要由新能源发电业务毛利构成，除2020年外，占营业毛利的比例均超过96%。2020年度，公司新能源设备制造业务的毛利相对较高，主要受当年陆上风电项目“抢装潮”影响，下游客户对风机塔筒的采购需求以及采购价格均有所增加，从而使得公司当年新能源设备制造业务的毛利金额相对较高。2021年度，公司新能源发电业务的毛利相对较高，一方面由于平均上网电价的逐步提升，另一方面由于当年风力资源情况较好，发电量的增加使得单位成本相对更低。

（2）公司主营业务毛利率的变化情况

报告期内，公司主营业务按产品类型分类的主营业务毛利率、毛利率贡献率以及变动情况如下表所示：

单位：%

项目	2023年1-3月				2022年度			
	毛利率	收入占比	毛利率贡献率	毛利率贡献率的变动率	毛利率	收入占比	毛利率贡献率	毛利率贡献率的变动率
销售商品-电力	35.65	88.60	97.62	-0.56	32.97	89.87	98.18	-1.64
销售商品-设备制造	4.26	10.27	1.35	0.19	4.43	7.93	1.16	1.16
提供劳务	29.48	1.13	1.03	0.37	8.96	2.20	0.65	0.48
合计	**32.35**	**100.00**	**100.00**	**-**	**30.18**	**100.00**	**100.00**	**-**
项目	**2021年度**				**2020年度**			
	毛利率	**收入占比**	**毛利率贡献率**	**毛利率贡献率的变动率**	**毛利率**	**收入占比**	**毛利率贡献率**	
销售商品-电力	38.31	86.83	99.82	15.17	30.27	81.06	84.66	
销售商品-设备制造	0.01	11.26	0.00	-10.42	22.20	13.61	10.42	
提供劳务	3.09	1.91	0.18	-4.74	26.75	5.33	4.92	
合计	**33.33**	**100.00**	**100.00**	**-**	**28.99**	**100.00**	**100.00**	

注：毛利率贡献率=某类业务毛利率/主营业务毛利率*该类业务收入占比

报告期内，公司新能源发电业务的收入占比及毛利率的贡献率均超过80%，尤其自2021年以来，公司新能源发电业务的毛利率贡献率均超过97%，是公司利润最主要的来源。

2、公司新能源发电业务毛利率的变化原因及合理性

报告期内，公司新能源发电业务毛利率分别为30.27%、38.31%、32.97%及35.65%，

毛利率的贡献率分别为84.66%、99.82%、98.18%及97.62%，是公司毛利的主要来源。报告期内，公司新能源发电业务单价以及单位成本变动情况、上网电量对其毛利率的影响情况如下：

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
上网电量（亿千瓦时）	5.10	20.74	23.78	20.48
平均上网电价（元/千瓦时，不含税）	0.52	0.50	0.49	0.47
单位成本（元/千瓦时）	0.34	0.33	0.30	0.33
平均利用小时数	365	1,469	1,697	1,456
新能源发电业务毛利率	35.65%	32.97%	38.31%	30.27%

报告期内，公司新能源发电业务平均上网电价呈现上升趋势，分别为0.47元/千瓦时、0.49元/千瓦时、0.50元/千瓦时及0.52元/千瓦时，主要是公司加强电力市场政策研究，积极参与电力市场化交易，取得良好效果，使得平均电价有所提升。

报告期内，公司新能源发电业务单位成本分别为0.33元/千瓦时、0.30元/千瓦时、0.33元/千瓦时及0.34元/千瓦时，报告期内相对稳定。公司新能源发电业务的成本主要由固定资产的折旧、无形资产摊销等固定成本构成，职工薪酬、运行维护费用等变动成本占比相对较小。2021年度，由于当年风资源较好，因此公司上网电量略高于报告期其他年度，从而摊薄了当年的单位成本，使得2021年度公司单位成本相比其他年度略低。

报告期内，2021年度公司新能源发电业务毛利率相比2020年度上升8.04个百分点，主要由于一方面，2021年度宁夏地区风力资源情况相对较好，在高风速条件下公司当年发电量有所增加，使得公司单位成本相比2020年度下降0.03元/千瓦时；另一方面，公司平均上网电价相比2020年度上升0.02元/千瓦时，从而使得公司2021年度新能源发电业务毛利率大幅上升。2022年度公司新能源发电业务毛利率相比2021年度下降5.34个百分点，主要由于当年宁夏地区风力资源情况较为一般，公司发电量有所下降，单位成本相比2021年度上升0.03元/千瓦时，进而降低了公司2022年度的毛利率。2023年1-3月，公司新能源发电业务毛利率相比2022年度上升2.67个百分点，主要由于2023年1-3月公司平均上网电价相比2022年度上升0.02元/千瓦时。

3、公司新能源设备制造业务毛利率的变化原因及合理性

报告期内，公司新能源设备制造业务毛利率分别为22.20%、0.01%、4.43%及4.26%，毛利率的贡献率分别为10.42%、0.00%、1.16%及1.35%，除2020年外，公司新能源设备制造业务毛利率和毛利率的贡献率均较小。

2020 年度，公司新能源设备制造业务的毛利率较高，主要由于 2020 年风电行业处于“抢装潮”时期，行业需求旺盛。公司生产的塔筒作为风电场建设所必须的设备在当年销售价格处于行业高点。同时，由于当年公司塔筒制造所需的主要原材料钢材的价格相对较低，从而使 2020 年度公司设备制造业务的毛利率相对较高。

2021 年度，陆上风电项目进入平价上网阶段，公司所在市场区域塔筒需求呈现下降趋势，公司承接的塔筒代加工项目价格相比 2020 年有所下降，毛利率较低。同时，由于受到 2021 年度全球大宗商品价格上涨等因素的影响，2021 年公司承接的部分包工包料类塔筒制造项目所需的主要原材料钢板相比于 2020 年度价格上涨超过 20%，从而导致公司承接的部分包工包料类塔筒制造项目出现亏损。因此，2021 年度公司设备制造业务的收入仅可覆盖相关业务成本，毛利率较低。

2022 年度及 2023 年 1-3 月，公司塔筒制造业务承接项目大部分为代加工项目，随着行业进入平稳运行，市场逐渐恢复至相对正常水平，公司承接相应项目的毛利率有所回升。

4、公司劳务业务毛利率的变化情况

报告期内，公司劳务服务业务的营业收入分别为6,325.75万元、2,562.22万元、2,535.45万元及340.32万元，占主营业务收入的比例分别为5.33%、1.91%、2.20%及1.13%；公司劳务服务业务的毛利分别为1,691.95万元、79.21万元、227.22万元及100.33万元，占当期主营业务毛利总额的比例分别为4.92%、0.18%、0.65%及1.03%；毛利率的贡献率分别为4.92%、0.18%、0.65%及1.03%，公司劳务服务业务收入及占比、毛利及占比以及毛利率的贡献率均较小。

综上，公司各类型业务报告期内毛利率变化合理。

（三）报告期内公司新能源发电业务毛利率与同行业可比上市公司毛利率的差异情况及原因

报告期内，由于公司与同行业可比上市公司之间的收入结构存在一定的差异，综

合毛利率及变动情况亦存在一定的差异。且公司与同行业可比上市公司均主要从事新能源发电业务，因此，仅将公司新能源发电业务毛利率与同行业可比公司进行对比，具体情况如下：

公司名称	收入类型	2023 年 1-3 月	2022 年	2021 年	2020 年
嘉泽新能	新能源发电	65.01%	63.01%	59.77%	52.10%
太阳能	光伏发电	40.47%	64.93%	65.20%	64.15%
节能风电	风力发电	52.09%	58.09%	55.25%	52.16%
甘肃能源	风电产品	12.49%	35.50%	30.92%	35.06%
	光伏产品		56.64%	53.50%	53.63%
银星能源	**新能源发电**	**35.65%**	**32.97%**	**38.31%**	**30.27%**

数据来源：可比上市公司年报、定期报告

注：由于 2023 年一季报未分别披露各业务的毛利率情况，因此以综合毛利率进行代替

报告期内，嘉泽新能新能源发电业务毛利率呈现逐年上升的趋势，主要是由于嘉泽新能报告期内存在新增并网发电的风力发电项目，而新建项目的建设成本较低、发电效率高，毛利率相对较高，进而提升了嘉泽新能整体毛利率水平。

报告期内，太阳能主要从事光伏发电业务，太阳能光伏发电业务的毛利率在报告期内较为稳定，均略高于嘉泽新能和节能风电的毛利率，主要系光伏发电业务的建设成本低于风力发电项目，其毛利率整体较高。

报告期内，节能风电的新能源发电业务毛利率呈现逐年上升的趋势主要系节能风电自 2020 年以来新能源发电装机容量不断增加，新建项目的建设成本较低、发电效率高，从而使得报告期内节能风电的毛利率不断上升。

报告期内，除 2023 年第一季度外，甘肃能源的风力发电业务毛利率基本位于30%-35%左右，呈现一定程度的波动，主要系受到当年风力资源的影响而发生波动。

报告期内，公司主营业务为新能源发电业务，其中以风力发电为主，公司光伏发电的装机容量较小。报告期内，公司新能源发电业务毛利率低于嘉泽新能、节能风电以及太阳能，与甘肃能源风力发电业务的毛利率较为接近。

公司新能源发电业务毛利率低于嘉泽新能和节能风电，主要由于嘉泽新能和节能风电报告期内有新建发电项目，毛利率较高；加之嘉泽新能和节能风电由于发电设备相对较新、发电效率相对较高，使得其毛利率亦相对较高。公司毛利率低于太阳能主

要由于太阳能均为光伏发电业务，光伏发电的建设成本远低于早期风力发电场的建设成本，从而使得太阳能整体光伏发电业务的毛利率相对较高。

报告期内，公司新能源发电业务毛利率与甘肃能源风力发电业务毛利率相接近，但毛利率的变化趋势有所不同。主要由于公司的风力发电项目主要位于宁夏地区，而甘肃能源的风力发电项目主要位于甘肃河西地区，由于项目建设地点位于不同地域，因而风力资源情况存在差异，从而使得毛利率的变化情况略有不同。

综上，报告期内公司毛利率变化具有合理性，公司毛利率与同行业可比上市公司存在一定差异，主要系项目建设时间有所不同、资源存在差异等原因所致。

（四）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（四）主营业务毛利率波动的风险

报告期各期，公司主营业务毛利率分别为28.99%、33.33%、30.18%及32.35%，其中新能源发电业务毛利率分别为30.27%、38.31%、32.97%及35.65%，公司新能源发电业务毛利率随着当地风力资源情况以及上网电价的变化而有所波动。若未来公司所处地区风力资源情况发生较大不利变化或公司下游客户需求发生较大变化，均将对公司主营业务毛利率产生不利影响，进而影响公司盈利能力和经营业绩。”

三、结合应收账款期后回款情况、公司业务模式、信用政策、账龄、同行业可比公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性；并结合同行业可比公司情况，分类说明应收标杆电费款、应收可再生能源补贴款坏账准备计提的充分性

（一）结合应收账款期后回款情况、公司业务模式、信用政策、账龄、同行业可比公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性

1、公司应收账款期后回款情况、公司业务模式、信用政策、账龄情况

（1）公司应收账款期后回款情况

报告期各期末，公司按组合计提的应收账款账面余额及期后回款情况如下：

单位：万元

项目	具体内容	2023.03.31		截至2023.04.30回款金额	
		金额	占比	金额	回款比例
应收电网客户	应收标杆电费	3,682.02	2.49%	2,518.37	68.40%
	应收可再生能源补贴款	135,923.75	91.86%	-	-
应收除电网客户外的其他客户		8,359.87	5.65%	795.33	9.51%
项目	具体内容	2022.12.31		截至 2023.04.30 回款金额	
		金额	占比	金额	回款比例
应收电网客户	应收标杆电费	5,528.23	3.98%	5,528.23	100.00%
	应收可再生能源补贴款	125,899.73	90.55%	6,158.75	4.89%
应收除电网客户外的其他客户		7,603.56	5.47%	3,983.40	52.39%
项目	具体内容	2021.12.31		截至 2023.04.30 回款金额	
		金额	占比	金额	回款比例
应收电网客户	应收标杆电费	5,309.17	5.73%	5,309.17	100.00%
	应收可再生能源补贴款	77,162.04	83.23%	22,560.75	29.24%
应收除电网客户外的其他客户		10,237.62	11.04%	8,671.01	84.70%
项目	具体内容	2020.12.31		截至 2023.04.30 回款金额	
		金额	占比	金额	回款比例
应收电网客户	应收标杆电费	3,129.12	1.93%	3,129.12	100.00%
	应收可再生能源补贴款	147,598.31	91.05%	72,893.41	49.39%
应收除电网客户外的其他客户		11,377.68	7.02%	11,153.92	98.03%

报告期各期末，公司应收账款账面余额主要由应收电网客户款以及应收除电网客户外的其他客户款，其中应收电网客户款项占应收账款账面余额的比例分别为92.98%、88.96%、94.53%及94.35%。应收电网客户款项当中以应收可再生能源补贴款为主，应收可再生能源补贴款占应收电网客户款项的比例分别为97.92%、93.56%、95.79%及97.36%。

截至各年期后4月末（2021年1-4月、2022年1-4月、2023年1-4月），公司应收标杆电费均已回款，应收可再生能源补贴款的回款金额分别为1,276.37万元、0万元、6,158.75万元，应收除电网客户外的其他客户款的回款金额分别为3,855.78万元、6,317.04万元、3,983.40万元。报告期各年末的期后，公司应收标杆电费均已全部回款，

回款速度较快，回款情况良好。应收可再生能源补贴款来源为国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入，需要由国家财政部根据财政公共预算安排进行统一拨付。报告期内，虽然可再生能源补贴款的回款相对有所滞后，但由于可再生能源补贴款是国家信用保证，因此无法回收的风险较低。

（2）公司业务模式及信用政策情况

公司业务主要包括新能源发电业务、新能源设备制造业务以及劳务服务业务。新能源发电业务包括风力发电和光伏发电，公司通过建造风电场以及光伏电站，并网后向电网公司输送电力，从而赚取相关电价收入。同时，根据《中华人民共和国可再生能源法》《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》等相关法律法规，对于符合相关要求的风力发电和光伏发电收取国家可再生能源补贴款。公司电价收入的回款周期通常在一个月左右，具体回款情况由各省电网公司统一进行管理安排；公司可再生能源补贴款的回款由国家财政资金统一安排并拨付至各地电网公司后，再由各省电网公司支付给公司。针对新能源发电业务，由于下游客户均为各省电网公司，涉及国家信用，该部分应收账款无法回收的风险较小，因此公司未针对该部分客户制定明确的信用政策。

公司新能源设备制造业务为塔筒制造业务。公司塔筒制造业务主要分为包工包料类和代加工类业务。针对包工包料类业务，公司与客户签订合同后，由公司采购塔筒制造所需的各项原材料，主要为钢材等，然后公司根据客户的订单规格以及工期要求进行生产制造；生产制造完成后，由公司将相关塔筒运送至客户指定地点，并经客户验收通过并支付尾款。针对代加工业务，公司生产制造塔筒所需的主要原材料即钢材由客户进行提供，公司根据客户要求采购相关辅材后进行生产制造，生产制造完成后将塔筒运送至客户指定地点，经客户验收通过后支付尾款。公司与不同客户之间签订的销售合同有所不同，客户通常依据销售合同的约定进行付款。一般情况下，公司与客户之间通常按照预付款、备料款、到货款、验收款以及质保款分批支付，通常情况下到货款、验收款以及质保款在客户签收、初步验收以及最终验收后进行支付。

公司劳务服务业务为煤机检修业务，公司与客户签订相应合同后，根据检修的不同类型进行相应检修原材料采购和施工人员安排、劳务服务公司聘请等，然后根据客户对于项目的要求进行设备维修，维修结束经客户验收合格后支付相应款项。根据公

司与客户签订的相关业务合同，客户通常在双方共同验收合格且履行相关财务挂账程序后支付除质保金外的合同款项。

（3）公司应收账款账龄情况

报告期各期，公司应收账款账龄情况如下：

单位：万元

应收账款组合	应收账款账龄情况	2023.03.31		2022.12.31	
		金额	占比	金额	占比
电网组合	一年以内	69,818.54	46.17%	70,506.51	49.55%
	一到二年	48,269.46	31.92%	37,150.39	26.11%
	二到三年	9,702.14	6.42%	7,824.77	5.50%
	三年以上	11,815.63	7.81%	15,946.29	11.21%
	合计	**139,605.77**	**92.32%**	**131,427.95**	**92.37%**
除电网之外的客户	一年以内	6,644.31	4.39%	5,744.86	4.04%
	一到二年	1,504.32	0.99%	1,647.48	1.16%
	二到三年	35.77	0.02%	35.77	0.03%
	三年以上	3,429.15	2.27%	3,429.15	2.41%
	合计	**11,613.55**	**7.68%**	**10,857.26**	**7.63%**
应收账款组合	**应收账款账龄情况**	**2021.12.31**		**2020.12.31**	
		金额	**占比**	**金额**	**占比**
电网组合	一年以内	45,534.73	46.95%	64,363.85	38.62%
	一到二年	10,417.05	10.74%	66,949.21	40.17%
	二到三年	13,474.97	13.90%	15,121.66	9.07%
	三年以上	13,044.46	13.45%	4,292.72	2.58%
	合计	**82,471.21**	**85.04%**	**150,727.43**	**90.43%**
除电网之外的客户	一年以内	8,957.38	9.24%	10,009.56	6.01%
	一到二年	1,104.16	1.14%	1,219.43	0.73%
	二到三年	389.09	0.40%	323.62	0.19%
	三年以上	4,053.94	4.18%	4,389.31	2.63%
	合计	**14,504.57**	**14.96%**	**15,941.92**	**9.56%**

注：此处除电网之外客户的应收账款包括划分为单项计提的客户应收账款账龄情况

报告期各期，公司应收账款账龄以一年以内为主，一年以内应收账款占比分别为44.63%、56.19%、53.59%及50.56%。公司一年以上应收账款当中应收电网组合款项占

比为51.82%、38.09%、42.82%及46.15%，均为应收可再生能源补贴款，该部分款项预计无法回收的风险相对较小。

2、同行业可比公司情况

（1）同行业可比上市公司应收账款信用风险特征组合分类情况

报告期各期末，同行业可比公司应收账款信用风险特征组合分类情况如下：

公司名称	主营业务	组合名称	信用风险特征组合及划分依据	具体情况
嘉泽新能	风力发电、光伏发电	组合一	应收各地国网公司款项	本公司通过预期信用损失率计算预期信用损失，并基于违约概率和违约损失率确定预期信用损失率。在确定预期信用损失率时，本公司使用内部历史信用损失经验等数据，并结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整。在考虑前瞻性信息时，本公司使用的指标包括经济下滑的风险、预期失业率的增长、外部市场环境、技术环境和客户情况的变化等。本公司定期监控并复核与预期信用损失计算相关的假设
		组合二	除组合一之外的应收款项	主要为房屋租赁等资产管理收入款项，参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失
节能风电	风力发电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	电力销售应收账款（国内）主要包括应收标杆电费和应收可再生能源补贴电费，客户集中为各地电网公司及其他电力销售客户，客户数量较为有限且单项金额较大。应收标杆电费形成的应收账款，欠款方为电网公司，电网公司信用及支付记录较好，通常自出具账单日起 30-60 天内收款，账龄较短。应收可再生能源补贴电费形成的应收账款，根据国家现行政策及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司等单位，再由地方电网公司等单位根据电量结算情况拨付至发电企业
		组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	电力销售应收账款（国外）主要为澳大利亚电厂售电款形成的应收款项（为子公司），欠款方为 Australia Energy Market Operator Ltd（澳大利亚能源市场运营商有限公司），电费按周结算，四周后付款，由 Australia Energy Market Operator Ltd 向澳大利亚电厂开具 Recipient Created Tax Invoice（税务发票），发票中注明付款时间，付款时间在发票日后一周内，客户信用及支付记录较好
		组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	目前主要为供热款和应收关联方款项，供热款为给小区居民供热所收款项，客户主要为代理小区居民所收供热费用，根据以往情况其存在可回收损失的可能性较低。应收关联方款项为外部关联交易款项，暂不存在可回收损失的可能

公司名称	主营业务	组合名称	信用风险特征组合及划分依据	具体情况
太阳能	光伏发电	电力销售应收账款组合	应收电网公司电费，包括标杆电费、可再生能源电价补贴、省补、市补、区补	根据客户信用状况、近年的信用损失情况及资金时间成本因素结合行业政策及同行业情况综合确定预期信用损失率
		个别认定计提坏账准备的组合	关联方往来	根据客户信用状况及近年的信用损失情况判定其信用风险较低，一般不计提坏账准备
		账龄组合	除上述款项外的应收账款	依据近期五个完整年度期末应收款项余额和账龄，采用矩阵法并考虑公司实际情况及前瞻性信息，计算出期末应收款项在整个存续期内各账龄年度预期信用损失率
甘肃能源	风力发电、光伏发电、水力发电	组合 2	关联方组合	甘肃省电力投资集团有限责任公司及其控制的企业、其他关联方的应收款项，信用风险较低
		组合 3	低风险组合	可再生能源补贴基金等，根据财政部、国家发改委及能源局于 2012 年 3 月联合颁布的财建（2012）102 号通知《可再生能源电价附加辅助资金管理暂行办法》，该款项由中央财政提供资金，有政府信用为其背书保证，信用风险较低
		组合 4	一般组合	除上述组合之外的应收账款，主要是应收电费。对于划分为组合 4 的应收账款，本公司参考历史信用损失经验，结合当前状况及对未来经济状况的预测，编制应收账款账龄与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失
发行人	**风力发电、光伏发电**	**组合 1**	**电网客户**	**参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失**
		组合 2	**除电网之外的客户**	**参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失**

注：甘肃能源的组合1为应收银行承兑汇票，不在此处进行列示

（2）同行业可比上市公司各类型应收账款占比情况

报告期各期末，同行业可比上市公司按组合分类的应收账款当中各类型应收账款的占比情况如下：

单位：万元、%

公司名称	应收账款类别	2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比
嘉泽新能	发电收入	253,361.74	99.41	148,588.61	97.85	168,832.63	99.997
	资产管理收入	1,366.70	0.54	3,210.37	2.11	-	-
	其他收入	146.89	0.06	53.29	0.04	4.99	0.003

公司名称	应收账款类别	2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比
	合计	254,875.32	100.00	151,852.27	100.00	168,837.62	100.000
节能风电	电力销售应收账款（国内）	512,521.42	99.57	477,306.22	99.75	345,334.03	99.65
	电力销售应收账款（国外）	2,048.19	0.40	1,161.02	0.24	1,088.54	0.31
	电力销售应收账款小计	514,569.62	99.97	478,467.24	99.99	346,422.57	99.96
	除组合 1、2 以外其他应收款项	163.23	0.03	40.00	0.01	134.12	0.04
	合计	514,732.84	100.00	478,507.24	100.00	346,556.69	100.00
太阳能	电力销售应收账款组合	937,540.88	91.00	982,671.93	97.87	-	-
	账龄组合	92,769.71	9.00	21,341.95	2.13	36,221.91	4.27
	个别认定计提坏账准备的组合（注 1）	-	-	-	-	812,880.23	95.73
	合计	1,030,310.59	100.00	1,004,013.88	100.00	849,102.14	100.00
甘肃能源	可再生能源补贴基金	148,428.92	92.99	130,483.77	92.86	100,536.57	88.76
	应收电费	11,180.58	7.00	10,036.93	7.14	12,735.43	11.24
	关联方组合	1.33	0.00	-	-	-	-
	合计	159,610.83	100.00	140,520.70	100.00	113,272.00	100.00
发行人	应收标杆电费款	5,528.23	3.98	5,309.17	5.73	3,129.12	1.93
	应收可再生能源补贴款	125,899.73	90.55	77,162.04	83.23	147,598.31	91.05
	组合-电网客户	131,427.95	94.53	82,471.21	88.96	150,727.43	92.98
	组合-除电网之外的客户	7,603.56	5.47	10,237.62	11.04	11,377.68	7.02
	合计	139,031.52	100.00	92,708.83	100.00	162,105.11	100.00

注1：个别认定计提坏账准备的组合应收电网公司电费、关联方往来、备用金、保证金、押金、职工借款

2020年-2022年，发行人同行业可比上市公司嘉泽新能、节能风电及太阳能均未单独披露可再生能源补贴款的应收账款余额情况；2020年-2022年，甘肃能源应收可再生能源补贴款余额占其按组合划分的应收账款余额的比例分别为88.76%、92.86%及92.99%，与发行人应收可再生能源补贴款的占比较为接近。

（3）同行业可比上市公司应收账款账龄情况

报告期各年末，同行业可比上市公司应收账款账龄情况如下：

单位：万元、%

公司名称	账龄情况	2022.12.31		2021.12.31		2020.12.31	
		金额	占比	金额	占比	金额	占比
嘉泽新能	一年以内	116,510.92	45.71	72,745.13	47.91	73,427.29	43.49
	一到二年	91,397.97	35.86	39,062.92	25.72	75,279.19	44.59
	二到三年	39,141.12	15.36	36,123.54	23.79	15,145.87	8.97
	三年以上	7,825.31	3.07	3,920.68	2.58	4,985.27	2.95
	合计	**254,875.32**	**100.00**	**151,852.27**	**100.00**	**168,837.62**	**100.00**
节能风电	一年以内	251,753.72	48.84	229,848.82	48.03	167,878.81	48.44
	一到二年	153,766.01	29.83	140,755.20	29.41	129,537.75	37.38
	二到三年	78,384.51	15.21	104,996.03	21.94	42,294.85	12.20
	三年以上	31,607.19	6.13	2,989.61	0.62	6,845.29	1.98
	合计	**515,511.43**	**100.00**	**478,589.67**	**100.00**	**346,556.69**	**100.00**
太阳能	一年以内	417,402.31	39.89	345,577.75	33.68	336,492.73	38.83
	一到二年	256,795.97	24.54	291,916.34	28.45	290,687.72	33.55
	二到三年	206,564.06	19.74	256,941.15	25.04	159,507.61	18.41
	三年以上	165,567.48	15.82	131,504.92	12.82	79,862.24	9.22
	合计	**1,046,329.82**	**100.00**	**1,025,940.16**	**100.00**	**866,550.30**	**100.00**
甘肃能源	一年以内	55,217.11	34.59	56,189.54	39.98	61,635.64	54.41
	一到二年	46,310.46	29.01	48,591.84	34.58	44,528.87	39.31
	二到三年	45,256.24	28.35	35,674.48	25.38	7,089.57	6.26
	三年以上	12,845.28	8.05	83.11	0.06	36.18	0.03
	合计	**159,629.09**	**100.00**	**140,538.96**	**100.00**	**113,290.26**	**100.00**
发行人	**一年以内**	**76,251.37**	**53.59%**	**54,492.11**	**56.19%**	**74,373.41**	**44.62%**
	一到二年	**38,797.86**	**27.27%**	**11,521.21**	**11.88%**	**68,168.64**	**40.90%**
	二到三年	**7,860.54**	**5.52%**	**13,864.06**	**14.30%**	**15,445.28**	**9.27%**
	三年以上	**19,375.43**	**13.62%**	**17,098.40**	**17.63%**	**8,682.03**	**5.21%**
	合计	**142,285.20**	**100.00%**	**96,975.78**	**100.00%**	**166,669.36**	**100.00%**

（4）同行业可比上市公司应收账款坏账准备计提情况

报告期各期末，同行业可比上市公司应收账款坏账准备计提情况如下：

①2022年12月31日

2022年12月31日，同行业可比公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额和实际计提比例情况如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	账面余额	坏账准备金额	计提比例
嘉泽新能	组合一	应收各地国网公司款项	预期信用损失法	253,361.74	3,955.66	1.56%
	组合二	除组合一之外的应收款项	预期信用损失法	1,513.58	0.88	综合计提比例为0.06%
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	512,521.42	5,125.21	1.00%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	2,048.19	-	0.00%
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	163.23	1.63	1.00%
太阳能	电力销售应收账款组合	应收电网公司电费，包括标杆电费、可再生能源电价补贴、省补、市补、区补	预期信用损失法	937,540.88	9,375.41	1.00%
	个别认定计提坏账准备的组合	关联方往来	预期信用损失法	-	-	-
	账龄组合	除上述款项外的应收账款	预期信用损失法	92,769.71	5,157.90	5.56%
甘肃能源	组合 2	关联方组合	预期信用损失法	1.33	-	0.00%
	组合 3	低风险组合	预期信用损失法	148,428.92	-	0.00%
	组合 4	一般组合	预期信用损失法	11,180.58	80.69	0.72%
发行人	**组合 1**	**电网客户**	**预期信用损失法**	**131,427.95**	**331.47**	**0.25%**
	组合 2	**除电网之外的客户**	**预期信用损失法**	**7,603.56**	**282.76**	**3.72%**

②2021年12月31日

2021年12月31日，同行业可比公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额和实际计提比例情况如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	账面余额	坏账准备金额	计提比例
嘉泽新能	组合一	应收各地国网公司款项	预期信用损失法	148,588.61	2,222.36	1.50%
	组合二	除组合一之外的应收款项	预期信用损失法	3,263.66	-	0.00%
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	477,306.22	4,773.06	1.00%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	1,161.02	-	0.00%
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	40.00	-	0.00%
太阳能	电力销售应收账款组合	应收电网公司电费，包括标杆电费、可再生能源电价补贴、省补、市补、区补	预期信用损失法	982,671.93	9,826.72	1.00%
	个别认定计提坏账准备的组合	关联方往来	预期信用损失法	-	-	-
	账龄组合	除上述款项外的应收账款	预期信用损失法	21,341.95	5,287.31	24.77%
甘肃能源	组合 2	关联方组合	预期信用损失法	-	-	-
	组合 3	低风险组合	预期信用损失法	130,483.77	-	0.00%
	组合 4	一般组合	预期信用损失法	10,036.93	54.17	0.54%
发行人	**组合 1**	**电网客户**	**预期信用损失法**	**82,471.21**	**194.12**	**0.24%**

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	账面余额	坏账准备金额	计提比例
	组合 2	除电网之外的客户	预期信用损失法	10,237.62	137.42	1.34%

③2020年12月31日

2020年12月31日，同行业可比公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额和实际计提比例情况如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	账面余额	坏账准备金额	计提比例
嘉泽新能	组合一	应收各地国网公司款项	预期信用损失法	168,832.63	2,249.99	1.33%
	组合二	除组合一之外的应收款项	预期信用损失法	4.99	-	0.00%
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	345,334.03	3,453.34	1.00%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	1,088.54	-	0.00%
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	134.12	1.34	1.00%
太阳能	电力销售应收账款组合	应收电网公司电费，包括标杆电费、可再生能源电价补贴、省补、市补、区补	预期信用损失法	-	-	-
	个别认定计提坏账准备的组合	关联方往来	预期信用损失法	812,880.23	-	-
	账龄组合	除上述款项外的应收账款	预期信用损失法	36,221.91	9,863.13	27.23%
甘肃能源	组合 2	关联方组合	预期信用损失法	-	-	-
	组合 3	低风险组合	预期信用损失法	100,536.57	-	0.00%
	组合 4	一般组合	预期信用损失法	12,735.43	17.92	0.14%
发行人	组合 1	电网客户	预期信用损失法	150,727.43	706.44	0.47%
	组合 2	除电网之外的客户	预期信用损失法	11,377.68	235.73	2.07%

因此，报告期各期发行人应收账款坏账准备综合计提比例与同行业可比上市公司的对比情况如下：

公司名称	2022 年	2021 年	2020 年
嘉泽新能	1.55%	1.46%	1.33%
太阳能	2.92%	3.41%	2.83%
节能风电	1.15%	1.01%	1.00%
甘肃能源	0.06%	0.05%	0.03%
平均值	1.42%	1.48%	1.30%
银星能源	2.72%	4.74%	3.30%

报告期各期，发行人应收账款坏账准备的综合计提比例略高于同行业平均水平，主要系发行人针对账龄较长且较难回款的客户均按照谨慎原则，将其应收账款单项计提了100%的坏账准备，从而导致发行人应收账款坏账准备的综合计提比例略高于同行业公司。

剔除单项计提的应收账款，发行人按组合计提的应收账款坏账准备计提比例与同行业可比公司的对比情况如下：

公司名称	2022 年	2021 年	2020 年
嘉泽新能	1.55%	1.46%	1.33%
太阳能	1.41%	1.51%	1.16%
节能风电	1.00%	1.00%	1.00%
甘肃能源	0.05%	0.04%	0.02%
平均值	1.00%	1.00%	0.88%
银星能源	0.44%	0.36%	0.58%

若不考虑单项计提的应收账款，发行人应收账款的计提比例略低于同行业平均水平，处于同行业可比公司范围内，一方面是由于发行人一年以内的应收账款占比相对较高，账龄情况相对较好。2020年末、2021年末及2022年末，发行人一年以内应收账款占比与同行业可比公司对比情况如下：

公司名称	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
嘉泽新能	45.71%	47.91%	43.49%
节能风电	48.84%	48.03%	48.44%
太阳能	39.89%	33.68%	38.83%
甘肃能源	34.59%	39.98%	54.41%

公司名称	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
平均值	42.26%	42.40%	46.29%
银星能源	53.59%	56.19%	44.63%

另一方面，公司依据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。对于划分为组合的应收账款，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济情况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。其中，应收电网客户款项作为一个单独的分组，是报告期末应收账款账面余额最主要的构成，占比超过88%，应收电网客户款项历史上没有发生过实际坏账损失。在确定预期信用损失率时，公司结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整，同时考虑场景权重设置，确定了60%(基准)-20%(乐观)-20%(悲观)的多场景方案，由此得出信用损失率的计算结果，发行人测算方法合理。

因此，发行人按组合计提的应收账款的坏账准备比例合理、充分。

3、应收账款坏账准备计提的充分性

（1）报告期各期，公司应收账款坏账准备计提情况

报告期各期，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额和实际计提比例情况如下：

单位：万元

期间	项目	账面余额	坏账准备	账面价值	计提比例
2023.03.31	组合-电网客户	139,605.77	345.61	139,260.16	0.25%
	组合-除电网之外的客户	8,359.87	265.66	8,094.21	3.18%
	合计	**147,965.64**	**611.27**	**147,354.37**	-
2022.12.31	组合-电网客户	131,427.95	331.47	131,096.48	0.25%
	组合-除电网之外的客户	7,603.56	282.76	7,320.81	3.72%
	合计	**139,031.52**	**614.22**	**138,417.29**	-
2021.12.31	组合-电网客户	82,471.21	194.12	82,277.09	0.24%
	组合-除电网之外的客户	10,237.62	137.42	10,100.20	1.34%
	合计	**92,708.83**	**331.54**	**92,377.29**	-
2020.12.31	组合-电网客户	150,727.43	706.44	150,020.99	0.47%
	组合-除电网之	11,377.68	235.73	11,141.96	2.07%

期间	项目	账面余额	坏账准备	账面价值	计提比例
	外的客户				
	合计	**162,105.11**	**942.16**	**161,162.95**	**-**

报告期内，公司应收电网客户坏账准备计提比例分别为0.47%、0.24%、0.25%及0.25%，应收除电网之外客户坏账准备计提比例分别为2.07%、1.34%、3.72%及3.18%。

（2）公司应收账款坏账准备计提充分

①公司应收账款根据信用风险特征分类的组合情况与同行业可比公司相一致

报告期各期，公司将除单项计提以外的应收账款组合按照不同的信用风险特征分为应收电网组合以及应收除电网组合之外的客户，应收电网组合包括应收标杆电费以及应收可再生能源补贴款。同行业可比上市公司嘉泽新能、节能风电以及太阳能均将应收账款组合按照应收国网公司的电力销售款以及其他应收款项进行分组，其中节能风电由于存在境外业务，因此其将境外业务对应的应收电力销售款项单独进行区分。甘肃能源亦将应收电费款项和应收其他款项进行区分，同时将应收标杆电费款以及应收可再生能源补贴款分为两个组合进行计提。因此，公司根据信用风险特征分类区分的应收账款组合与可比公司的分类方式相一致。

②公司应收账款账龄情况与同行业可比公司相一致

2020年末、2021年末及2022年末，公司一年以内应收账款占比与同行业可比公司对比情况如下：

公司名称	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
嘉泽新能	45.71%	47.91%	43.49%
节能风电	48.84%	48.03%	48.44%
太阳能	39.89%	33.68%	38.83%
甘肃能源	34.59%	39.98%	54.41%
平均值	**42.26%**	**42.40%**	**46.29%**
银星能源	53.59%	56.19%	44.63%

报告期内各年末，公司一年以内的应收账款占比均高于同行业可比公司的平均水平，公司应收账款账龄相比于同行业可比上市公司较短。

③公司应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司相一致

报告期各期，公司应收账款坏账准备计提政策与同行业可比公司的对比情况如下：

公司名称	坏账计提政策
嘉泽新能	本公司应收账款主要是应收各地国网公司电费款，针对该类款项本公司采用风险参数模型进行预期信用损失减值测试。本公司结合前瞻性信息进行预期信用损失评估，预期信用损失的计量中使用了模型和假设。这些模型和假设涉及未来的宏观经济情况和市场环境等状况。公司根据会计准则的要求在预期信用风险的计量中使用了判断、假设和估计
太阳能	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的判断，依据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。针对电力销售应收账款组合，根据客户信用状况、近年的信用损失情况及资金时间成本因素结合行业政策及同行业情况综合确定预期信用损失率
节能风电	对于不含重大融资成分的应收账款，本公司按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备，包括电力销售应收账款（国内）、电力销售应收账款（国外）、应收关联方款项、除电力应收账款外其他应收款项
甘肃能源	对于在资产负债表日具有较低信用风险的金融工具，公司可以不用与其初始确认时的信用风险进行比较，而直接做出该工具的信用风险自初始确认后未显著增加的假定。根据财政部、国家发改委及能源局于 2012 年 3 月联合颁布的财建（2012）102 号通知《可再生能源电价附加辅助资金管理暂行办法》，该款项由中央财政提供资金，有政府信用为其背书保证，信用风险较低，因此公司未对可再生能源补贴款计提坏账准备
银星能源	**对于划分为组合的应收账款、应收租赁款和因销售商品、提供劳务等日常经营活动形成的应收票据和应收款项融资，本公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失**

报告期各期，公司同行业可比公司均按照会计准则当中对于金融资产减值的要求，参考历史信用损失情况，并结合前瞻性因素等信息，对整个存续期内的预期信用损失金额进行计量，确认预期信用损失率，从而计提相应的坏账准备。公司应收账款坏账准备的计提政策与同行业可比上市公司保持一致。

④公司应收账款期后回款情况正常，应收账款坏账准备计提情况符合公司业务模式、客户特征以及信用政策

截至报告期内各年期后4月末（2021年1-4月、2022年1-4月、2023年1-4月），公司应收标杆电费均已回款，应收可再生能源补贴款的回款金额分别为1,276.37万元、0万元、6,158.75万元，应收除电网客户外的其他客户款的回款金额分别为3,855.78万元、6,317.04万元、3,983.40万元，回款情况相对良好。虽然可再生能源补贴款的回款相对有所滞后，但由于可再生能源补贴款是国家信用保证，且2022年以来国家大力推动符合要求的可再生能源补贴款的支付，因此无法回收的风险较低。公司根据不同客户的信用程度以及不同的信用风险特征对电网客户以及非电网客户分别计提坏账准备，符合公司目前不同的业务形态和客户特征，不存在未计提坏账准备的情形。同时结合公

司目前的信用政策，除单项计提的应收账款外，公司按组合计提的应收账款客户基本均能在信用期内回款，违约风险相对较小，长账龄的应收账款相对较少，因此公司坏账准备计提情况与公司目前信用政策相符合。

综上，公司应收账款坏账准备计提充分。

（二）结合同行业可比公司情况，分类说明应收标杆电费款、应收可再生能源补贴款坏账准备计提的充分性

1、公司将应收标杆电费款及应收可再生能源补贴款划分为同一组合具有合理性

公司根据下游客户信用风险特征的不同，将应收账款组合分为应收电网组合款以及应收除电网组合以外的客户款项。虽然可再生能源补贴款的最终付款方为国家财政，但其实际支付方仍为各地电网公司，且可再生能源补贴款的计算以电网公司出具的电费结算单上面的电量为依据，并以各地价格主管机构批复的电价标准进行结算，因此其本质上与标杆电费款并无实质性差异，二者信用风险相似，因此将应收标杆电费款与应收可再生能源补贴款划分为同一组合具有合理性。

2、公司将应收标杆电费款及应收可再生能源补贴款划分为同一组合与可比公司的处理方式基本一致

公司同行业可比上市公司当中，除甘肃能源将应收标杆电费款及应收可再生能源补贴款划分为不同的信用风险组合外，其余可比公司嘉泽新能、节能风电以及太阳能均将应收标杆电费款及应收可再生能源补贴款划分为同一个信用风险组合，与公司的处理方式相一致。

3、公司应收标杆电费以及应收可再生能源补贴款坏账准备计提比例与同行业可比上市公司相比不存在重大差异，应收标杆电费及应收可再生能源补贴款坏账准备计提充分

（1）公司应收标杆电费以及应收可再生能源补贴款坏账准备计提比例与同行业可比上市公司的对比情况

①嘉泽新能（601619.SH）

2020 年至 2022 年度，嘉泽新能电费收入坏账计提情况如下：

单位：万元

期间	账面余额	坏账准备	计提比例
2022年度	253,361.74	3,955.66	1.56%
2021年度	148,588.61	2,222.36	1.50%
2020年度	168,832.63	2,249.99	1.33%

②太阳能（000591.SZ）

2021 年度至 2022 年度，太阳能电力销售应收账款组合坏账计提情况如下：

单位：万元

期间	账面余额	坏账准备	计提比例
2022年度	937,540.88	9,375.41	1.00%
2021年度	982,671.93	9,826.72	1.00%

2020 年度，针对电网收入，太阳能采取个别认定的方式计提坏账，由于相关款项对应客户的信用较高，因此太阳能未对该部分应收账款计提坏账准备。

③节能风电（601016.SH）

2020 年至 2022 年度，节能风电电力销售应收账款（国内）坏账计提情况如下：

单位：万元

期间	账面余额	坏账准备	计提比例
2022年度	512,521.42	5,125.21	1.00%
2021年度	477,306.22	4,773.06	1.00%
2020年度	345,334.03	3,453.34	1.00%

④甘肃能源（000791.SZ）

2020 年度至 2022 年度，甘肃能源将应收账款分为低风险组合和一般组合，其中低风险组合为可再生能源补贴基金。一般组合包括应收电费和应收其他款项。

根据财政部、国家发改委及能源局于 2012 年 3 月联合颁布的财建（2012）102 号通知《可再生能源电价附加辅助资金管理暂行办法》，该款项由中央财政提供资金，有政府信用为其背书保证，信用风险较低。因此，甘肃能源对于低风险的可再生能源补贴基金未计提坏账准备。对于一般组合中的应收电费，2020 年度至 2022 年度，甘肃能源计提坏账准备情况如下：

单位：万元

期间	账面余额	坏账准备	计提比例
2022年度	11,180.58	80.69	0.72%
2021年度	10,036.93	54.17	0.54%
2020年度	12,735.43	17.92	0.14%

⑤银星能源

2020 年至 2022 年度，公司电网客户应收账款坏账计提情况如下：

单位：万元

期间	账面余额	坏账准备	计提比例
2022年度	131,427.95	331.47	0.25%
2021年度	82,471.21	194.12	0.24%
2020年度	150,727.43	706.44	0.47%

（2）公司应收标杆电费及应收可再生能源补贴款坏账准备计提充分

①公司应收标杆电费坏账准备计提充分

2020年度至2022年度，公司应收标杆电费通常回款周期在1个月以内，且暂未出现违约或未及时归还的情形。公司应收标杆电费在报告期内分别按照0.47%、0.24%及0.25%进行计提坏账准备，计提比例略低于同行业可比公司，但由于该部分款项从未出现逾期且账龄较短，公司按照预期信用损失模型计算的应收账款计提比例合理。除上述 A 股同行业可比上市公司之外，公司其余 H 股同行业可比上市公司还有大唐新能源，其余 A 股同行业可比上市公司还有三峡能源，大唐新能源2020年及2021年均未对应收标杆电费计提坏账准备，2022年按照0.30%对应收标杆电费计提坏账准备。三峡能源在报告期内均按照0.30%对应收标杆电费计提坏账准备。因此，公司对应收标杆电费坏账准备的计提比例与同行业可比公司不存在显著差异。

②公司应收可再生能源补贴款坏账准备计提充分

公司应收可再生能源补贴款在2020年度至2022年度分别按照0.47%、0.24%及0.25%进行计提，略低于同行业可比公司嘉泽新能、节能风电以及太阳能，但高于甘肃能源（甘肃能源未对应收可再生能源补贴款计提坏账准备）。公司2021年度及2022年度应收可再生能源补贴款计提比例有所下降，主要由于公司应收可再生能源补贴款的账龄有所改善，预期信用损失率降低，从而使得坏账准备计提比例随之降低。

公司应收可再生能源补贴款历史上无损失，且公司考虑到该部分业务回款稳定，信用风险低，且具有合理的外部评级数据，无可借鉴的内部损失率，因此采用外评模型对其进行评估。公司参照外部债权违约概率评级并根据银行信用违约损失的确定标准，同时在参考电力、燃气及水的生产和供应行业在宏观经济情况乐观、基准和悲观三种情形下的前瞻性因子，确定不同账龄的应收可再生能源补贴款最终的预期信用损失率。该种计提方法与同行业可比公司基本一致，充分考虑了相应应收款项未来可能面临的无法回收的风险，该种模型下计算出的应收账款坏账准备计提比例符合《企业会计准则第22号—金融工具确认和计量》及其应用指南的规定，坏账准备计提充分。

因此，公司应收标杆电费及应收可再生能源补贴款坏账准备计提与同行业可比公司不存在重大差异，坏账准备计提充分。

（三）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（二）应收账款较大的风险

2020年末、2021年末、2022年末**及2023年3月末**，公司应收账款账面价值分别为161,162.95万元、92,377.29万元、138,417.29万元**及147,354.41万元**，占流动资产的比例分别为78.68%、78.32%、83.44%**及88.63%**，公司应收账款占流动资产的比例逐年上升。**公司应收账款主要为应收可再生能源补贴款，应收账款以一年以内账龄为主。公司按照预期信用损失模型对各项应收账款计提相应的坏账准备，报告期各期计提应收账款坏账准备余额分别为5,506.41万元、4,598.49万元、3,867.91万元及3,864.92万元。若未来国家新能源补贴政策等与公司应收账款密切相关的政策发生不利于公司的变化，则可能导致公司包括新能源补贴款在内的应收账款可能无法回收的风险，将对公司未来经营业绩造成较大不利影响。”**

四、结合报告期各期公司向中国铝业资金池借款及还款的情况，包括金额、利率、期限、原因等，银行及其他渠道借款金额及利率情况、同行业可比公司情况等，说明公司向资金池借款利率是否公允，并结合公司参与资金池签署的相关协议及其具体内容，说明是否与中国铝业及其关联方存在资金共管、归集或占用等情形，是否损害上市公司和中小投资者利益，是否出现还款金额大于借款金额的情况，如是，是否存在非经营性资金占用

（一）结合报告期各期公司向中国铝业资金池借款及还款的情况，包括金额、利率、期限、原因等，银行及其他渠道借款金额及利率情况、同行业可比公司情况等，说明公司向资金池借款利率是否公允

1、报告期各期公司向中国铝业资金池的借款及还款情况

为了进一步满足日常运营的资金需求，提高公司资金整体使用效率，2021年6月公司及下属子公司宁夏银仪风电、银星能源阿拉善风电、银星能源风机与中国铝业签署了流动资金管理协议。

报告期各期，公司向中国铝业资金池的借款金额均大于还款金额，借款及还款具体情况如下：

单位：万元

项目	2023 年一季度	2022 年度	2021 年度	2020 年度
向资金池还款	32,219.52	110,885.96	210,134.47	无
向资金池借款	81,623.27	246,924.06	240,592.17	无

报告期各期，公司及其子公司与中国铝业资金池借款的利率、期限情况如下：

项目	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
资金池借款利率	3.33%	3.33%至 3.65%	3.46%至 3.65%	无
期限	无固定到期日 到期后可循环使用	无固定到期日 到期后可循环使用	无固定到期日 到期后可循环使用	无
信贷总额度	32 亿元	32 亿元	25 亿元	无

2、银行及其他渠道借款金额及利率情况、同行业可比公司情况

（1）银行及其他渠道借款金额及利率情况

报告期各期末，公司向银行及其他渠道的短期及长期借款情况如下：

单位：万元

项目	2023.03.31	2022.12.31	2021.12.31	2020.12.31
短期借款	-	2,002.01	11,410.14	108,265.00
长期借款	187,654.50	193,104.50	276,534.50	381,401.67

报告期各期末，公司短期借款主要为信用借款。2021年及2022年，公司短期借款均为向中铝财务公司申请的借款，公司无其他银行短期借款。2020年，公司向部分银行申请了短期信用借款。2020年度，公司未加入中国铝业资金池，因此未向中国铝业资金池进行借款。报告期内，银行短期借款利率通常以一年期 LPR 为基准，同时会根据市场情况上下浮动。该种利率确定方式及利率水平与中国铝业资金池借款利率的确定方式及利率水平基本相同，不存在明显差异。

报告期内，公司的长期借款主要为向各银行的抵质押借款，相关资金主要用于公司电场项目的建设。公司向中国铝业资金池的借款通常期限较为灵活，可以根据自身资金使用需求进行灵活安排，因此公司向中国铝业资金池的借款期限及形式与公司向其余银行的长期借款差异较大，因此二者利率的可比性不强。

（2）同行业可比公司情况

根据公司同行业可比上市公司披露情况，未发现可比上市公司嘉泽新能、节能风电、太阳能及甘肃能源等与所属集团或者关联方开展资金池业务情况。

3、公司向资金池借款利率的公允性

报告期内，公司向中国铝业资金池借款利率与公司向中铝财务公司借款利率、其他银行同类利率的对比情况如下：

期间	中国铝业资金池	中铝财务公司	其他同类
2023 年 1-3 月	3.33%	-	长期贷款利率 3.65%-4.30%
2022 年度	3.33%-3.65%	一年期 LPR 利率基础上调减 10 至 35 基点，即合同期内固定利率 3.3%-3.6%	长期贷款利率 3.65%-4.30%
2021 年度	3.46%-3.65%	一年期 LPR 利率或在此基础上调减 20 基点，即合同内固定利率为 3.65%	长期贷款利率 4.30%-4.90%
2020 年度	-	一年期 LPR 利率或在此基础上调减 20 基点，即首次贷款利率为 3.65%-3.85%	以一年期 LPR 利率为基准进行确定，从 3.65%至 4.35%不等

公司通过中国铝业资金池借款的利率以一年期 LPR 利率为基础，并在一年期 LPR 利率的基础上扣减一定的基点。考虑到公司从中国铝业资金池借款的资金较为灵活，

可以根据自身资金使用的需求，在额度范围内随时进行借还款，借款时间相对较短，因此略低于同期其他银行长期贷款利率具有合理性。

发行人向中国铝业资金池的借款利率与其他 A 股上市公司向关联方借款利率的对比情况如下：

公司名称	证券代码	借款人名称	关联关系	借款时间	借款利率情况
朗姿股份	002612.SZ	申东日、申今花	控股股东、实际控制人	2021 年 8 月决议通过后不超过三年，在额度范围内随借随还	4.00%
安孚科技	603031.SH	宁波睿利企业管理合伙企业（有限合伙）	关联方	2022 年 4 月 25 日至 2027 年 4 月 24 日	4.60%
时代新材	600458.SH	中车财务有限公司	关联方	2019/11/13 至 2020/11/12 2019/5/5 至 2019/9/16 2019/8/23 至 2019/9/18 2019/11/13 至 2019/12/27	3.915%

因此，公司通过中国铝业资金池进行存贷利率的确定方式与其他银行无实质性差异，但借款利率略低于其他银行具有合理性。公司通过中国铝业资金池进行借款利率与 A 股其他上市公司向关联方借款的利率较为接近。

因此，公司向中国铝业资金进行借款利率公允。

（二）结合公司参与资金池签署的相关协议及其具体内容，说明是否与中国铝业及其关联方存在资金共管、归集或占用等情形，是否损害上市公司和中小投资者利益，是否出现还款金额大于借款金额的情况，如是，是否存在非经营性资金占用

1、公司参与资金池签署的相关协议及其具体内容

根据银星能源2021年4月发布的《宁夏银星能源股份有限公司关于开展资金池业务暨关联交易的公告》，为满足宁夏银星能源股份有限公司业务发展及日常运营的资金需求，提高公司资金整体使用效率，公司及所属企业拟开展资金池业务并加入间接控股股东中国铝业股份有限公司资金池管理平台。资金池业务主要包括银行账户开立、变更、撤销，资金计划编制和控制，资金下拨和资金归还，资金计息，资金监控和资金类报表分析。公司有限参与资金池相关业务，在中国铝业指定结算银行分别开立独立的银行收入及支出账户，收入户用于中国铝业资金池的资金归还，支出户用于中国铝业资金下拨，在资金池下进行资金的融通业务，日收支发生额最高不超过人民币10亿元，资金成本不高于中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的一年期贷款市

场报价利率（LPR）。相关事项已经公司第八届董事会第四次临时会议和第八届监事会第四次临时会议审议通过，关联董事回避表决，独立董事发表了事前认可意见及独立意见。

2、公司与中国铝业及其关联方不存在资金共管、归集或占用等情形

针对公司参与中国铝业资金池业务，公司在第三方银行开立了独立的支出户和收入户，用于资金池的借款与还款。不存在与中国铝业及其关联方共用银行账户的情形。相关账户由公司所有，报告期内公司在银行存款账户中的资金转入资金池子账户由公司自主决定，公司存在资金需求时，可随时在资金池系统中提出申请，签约银行会及时、足额完成资金划转。

公司对资金池的使用具有独立性，未侵占公司利益。公司存放在资金池相关账户当中的资金仅用于资金归还，不包含资金调剂等可能违反上市公司治理要求或影响公司资金独立性的特殊约定和安排。

因此，银星能源虽然加入了中国铝业的资金池业务，但仍具有高度的资金使用及支配的自主权，不存在资金被中国铝业及其关联方占用的情形。公司与中国铝业及其关联方不存在资金共管、归集或占用等情形。

3、公司参与中国铝业资金池未损害上市公司和中小投资者利益，未出现还款金额大于借款金额的情况

根据公司对中国铝业资金池业务的实际执行情况，公司自2021年6月加入中国铝业资金池系统平台后，向中国铝业资金池归还的资金始终小于资金池实际借款资金，即不存在中国铝业及其关联方对公司资金进行占用的情形。根据银星能源与中国铝业关于资金池业务的安排，每日银星能源及其纳入合并报表的下属企业上述资金池收入账户余额不得超过支出账户余额及使用资金成本之和。因此，报告期内公司在中国铝业资金池的余额均为借款金额，不存在还款金额大于借款金额的情况。

公司加入中国铝业资金池事项已经公司第八届董事会第四次临时会议、第八届监事会第四次临时会议以及2020年年度股东大会审议通过，关联董事、关联股东回避表决，独立董事发表了事前认可意见及独立意见。独立董事认为，公司本次开展资金池业务并加入中国铝业资金池旨在满足公司业务发展及日常运营的资金需求，同时有利

于提高公司整体资金的使用效率，由于资金上划及下拨由公司按照支付计划实时管理和控制，系统自动支付，不会影响公司的日常经营活动，不会对公司未来财务状况和经营业绩产生不利影响，亦不存在损害公司及股东合法权益的情形。

综上，公司与中国铝业及其关联方之间不存在资金共管、归集或占用等情形，未损害上市公司和中小投资者利益，未出现还款金额大于借款金额的情况。

（三）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素”中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（四）募投项目新增关联交易的风险

报告期内，公司向关联方采购的金额分别为1,068.32万元、1,850.82万元、3,944.98万元及1,953.47万元，占各期营业成本的比例分别为1.25%、2.03%、4.87%及9.55%，公司向关联方销售的金额分别为6,251.26万元、2,581.51万元、4,547.66万元及1,082.04万元，占各期营业收入的比例分别为5.20%、1.90%、3.91%及3.56%。

除日常关联销售和关联采购外，公司与中铝财务公司之间亦存在直接借款、日常存款、保理融资、委托贷款等资金往来。同时公司为了进一步满足日常资金需求，加入了中国铝业的资金池业务。公司与中铝财务公司以及中国铝业之间的资金往来主要由于新能源发电行业属于资金密集性行业，公司为满足日常生产经营以及风电场建设过程中需要的大量资金而进行的资金筹措。

公司本次募投项目宁东250兆瓦光伏复合发电项目、老旧风机“以大代小”等容更新改造项目的建设涉及发电场区域的土建施工改造、送出线路的施工及改造等内容，根据各募投项目的建设施工投资预计情况，本次募投项目在建设实施过程预计将新增对宁夏银仪电力工程有限公司的关联采购，采购内容主要为土建施工改造、电力送出线路的施工及改造、设备安装等。本次募投项目建成投入运营后，预计继续向关联方采购新能源发电场的检修服务，与公司目前存量新能源发电场向关联方采购的检修服务内容预计相同。

若未来公司不能有效执行与关联交易相关的内部控制制度，出现内部控制有效性不足、公司治理不规范等情况，可能存在关联方利用关联交易损害公司或中小股东利

益的风险。同时，由于关联交易需经董事会以及股东大会审议通过，关联董事、关联股东回避表决，若未来相关交易未通过董事会或股东会审核，则可能出现公司无法与关联方进行交易的情况，对公司的生产经营造成一定风险。”

五、结合宁电物流与公司主营业务的具体协同关系、通过投资宁电物流获得新的原料、技术或渠道等战略资源的具体情况等，说明未将对其投资认定为财务性投资的原因及合理性

（一）宁电物流与公司主营业务的具体协同关系

报告期内，公司主营业务为新能源发电、新能源设备制造以及煤机检修相关业务，公司新能源发电业务为风电场以及光伏电站的建设运营，公司通过现有风电场以及光伏电站的运营获取相应收入。**宁夏宁电物流有限公司为中铝宁夏能源集团有限公司（以下简称“宁夏能源”）控制之企业，主营业务为招投标代理服务以及提供劳务服务，其并未开展物流服务等相关业务。**公司主要风电场以及光伏电站均建设在相对偏远的地区，宁夏宁电物流有限公司主要为公司的风电场及光伏电站提供相应劳务服务以及相应运维人员的补充。另外，宁夏宁电物流有限公司是具备专业招标资质的平台，可以协助公司进行招投标业务。因此，宁夏宁电物流有限公司与公司主营业务具有协同关系。

（二）通过投资宁电物流获得新的原料、技术或渠道等战略资源的具体情况等

宁夏宁电物流有限公司具备专业人员管理能力，可为公司提供电场所需的劳务服务，并且进行相应运维人员的补充；在采购招标方面，宁夏宁电物流有限公司利用其招投标代理通道，拓宽公司的采购渠道，提升采购效率，降低成本，提高了公司的招标采购性价比。因此，公司通过投资宁夏宁电物流有限公司，可以有效获取新的原料、技术或相应渠道。

报告期内，公司向宁夏宁电物流有限公司采购的具体情况如下：

年度	采购内容	采购金额（万元）
2023年1-3月	招标代理服务、劳务服务	112.08
2022年度	招标代理服务、劳务服务	432.20

2021年度	招标代理服务	359.25
2020年度	招标代理服务、劳务服务	37.26

宁夏宁电物流有限公司作为公司的关联方，报告期内公司与宁夏宁电物流有限公司之间上述采购金额均已作为关联交易进行列示。

（三）出于谨慎考虑，公司将对其投资认定为财务性投资

根据中国证监会于2023年2月发布的《〈上市公司证券发行注册管理办法〉第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第18号》相关规定，围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，以收购或者整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。公司于2016年12月投资宁夏宁电物流有限公司，数年来为银星能源在招标采购、劳务服务等方面提供了有力支持，一方面宁夏宁电物流有限公司作为公司的供应商，为公司提供高效的劳务服务以及运维人员的补充；另一方面宁夏宁电物流有限公司作为招标代理商，可以为公司的招投标拓宽新的渠道，提升采购效率，降低成本，因此符合围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资。

但出于谨慎考虑，公司将对宁夏宁电物流有限公司的投资认定为财务性投资。

六、公司最近一期末是否存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形，自本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况

（一）财务性投资和类金融业务的认定标准

1、财务性投资

根据《上市公司证券发行注册管理办法》第九条规定，“除金融类企业外，最近一期末不存在金额较大的财务性投资”。

根据中国证监会于2023年2月发布的《〈上市公司证券发行注册管理办法〉第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意

见——证券期货法律适用意见第18号》相关规定，财务性投资认定标准如下：

（1）财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等。

（2）围绕产业链上下游以获取技术、原料或者渠道为目的的产业投资，以收购或者整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。

（3）上市公司及其子公司参股类金融公司的，适用本条要求；经营类金融业务的不适用本条，经营类金融业务是指将类金融业务收入纳入合并报表。

（4）基于历史原因，通过发起设立、政策性重组等形成且短期难以清退的财务性投资，不纳入财务性投资计算口径。

（5）金额较大是指，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的百分之三十（不包括对合并报表范围内的类金融业务的投资金额）。

（6）本次发行董事会决议日前六个月至本次发行前新投入和拟投入的财务性投资金额应当从本次募集资金总额中扣除。投入是指支付投资资金、披露投资意向或者签订投资协议等。

（7）发行人应当结合前述情况，准确披露截至最近一期末不存在金额较大的财务性投资的基本情况。

2、类金融业务

根据《监管规则适用指引—发行类第7号》的有关规定，除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构；类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务；与公司主营业务发展密切相关，符合业态所需、行业发展惯例及产业政策的融资租赁、商业保理及供应链金融，暂不纳入类金融业务计算口径。

（二）公司最近一期末是否存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形

截至 2023 年 3 月 31 日，公司可能与财务性投资相关的报表项目情况如下：

序号	项 目	余额（万元）	主要构成	是否为财务性投资
1	交易性金融资产	-	-	否
2	其他应收款	1,180.87	主要为应收股利、应收单位往来款	否
3	其他流动资产	2,848.00	主要为待抵扣增值税进项税额、预缴所得税	否
4	长期股权投资	**2,833.76**	**为对宁夏天净神州风力发电有限公司的投资**	**否**
		4,198.31	**为对宁夏宁电物流有限公司的投资**	**是**
5	其他权益工具投资	2,014.88	为对银川经济技术开发区投资控股有限公司的投资	是
6	投资性房地产	4,017.11	主要为公司部分停用厂房对外出租转为投资性房地产所致	否
7	其他非流动资产	6,071.30	均为待抵扣增值税进项税额及预缴所得税	否

1、交易性金融资产

截至 2023 年 3 月 31 日，公司不存在交易性金融资产。

2、其他应收款

截至 2023 年 3 月 31 日，公司其他应收款账面价值为 1,180.87 万元，除应收股利外，主要为土地回购款、备用金及保证金等，均与公司经营业务相关，不属于财务性投资。

3、其他流动资产

截至 2023 年 3 月 31 日，公司其他流动资产账面价值为 2,848.00 万元，均为待抵扣增值税进项税额和预缴所得税，由公司正常生产经营产生，不属于财务性投资。

4、长期股权投资

截至 2023 年 3 月 31 日，公司长期股权投资的账面价值为 7,032.07 万元，其中对宁夏天净神州风力发电有限公司投资的账面价值为 2,833.76 万元，占最近一期末归属于母公司净资产的比例为 0.97%，占比较低；对宁夏宁电物流有限公司投资的账面价值为 4,198.31 万元，占最近一期末归属于母公司净资产的比例为 1.43%，占比较低。

公司于 2014 年 9 月投资宁夏天净神州风力发电有限公司，宁夏天净神州风力发电有限公司主要从事风力发电及相关业务，与公司本身从事相同业务，是对公司自身业务的补充，不属于财务性投资。公司于 2016 年 12 月投资宁夏宁电物流有限公司，宁夏宁电物流有限公司主要从事代理招标以及劳务服务业务，是公司供应商之一，在招标采购、劳务服务等方面为公司提供了有力支持，有利于公司自身业务开展，**但出于谨慎考虑，将对其投资认定为财务性投资**。

5、其他权益工具投资

截至 2023 年 3 月 31 日，公司其他权益工具投资的账面价值为 2,014.88 万元，为对银川经济技术开发区投资控股有限公司的投资，公司持有该公司 6.5574%的股权，系 2002 年投资取得。该公司主要从事开发区的建设经营、高科技项目等产业投资、文化传播产业投资及咨询等业务。银川经济技术开发区投资控股有限公司主营业务与公司主营业务不具有直接关联关系，属于财务性投资。截至 2023 年 3 月 31 日，公司对银川经济技术开发区投资控股有限公司投资的账面价值占公司归母净资产的比例为 0.69%，占比较小。

公司长期股权投资以及其他权益工具投资的具体情况如下：

单位：万元

投资标的	截至2023年3月31日账面价值	主营业务	认缴注册资本	持股比例	投资时点	实缴投资额	投资说明	投资目的	是否属于财务性投资
宁夏天净神州风力发电有限公司	2,833.76	风力发电及相关业务	2,415.00	50.00%	2014年9月	2,638.95	认缴注册资本已全部实缴到位	拓展公司风力发电市场	否，有利于公司风力发电业务的市场拓展，是对公司自身风力发电业务的补充，与公司主营业务具有较强的协同作用
宁夏宁电物流有限公司	4,198.31	招标代理及劳务服务业务	3,887.25	38.956%	2016年12月	4,331.26	认缴注册资本已全部实缴到位	进一步拓宽公司采购渠道	是，公司对宁夏宁电物流有限公司的投资时点为2016年12月，不在“本次发行相关董事会前六个月至今”的期间内，故无需扣减融资额
银川经济技术开发区投资控股有限公司	2,014.88	开发区的建设经营、高科技项目等产业投资	2,000.00	6.5574%	2002年7月	2,000.00	认缴注册资本已全部实缴到位	获取投资收益	是，公司对银川经济技术开发区投资控股有限公司的投资时点为2002年7月，不在“本次发行相关董事会前六个月至今”的期间内，故无需扣减融资额

6、投资性房地产

截至 2023 年 3 月 31 日，公司投资性房地产的账面价值为 4,017.11 万元，为公司光伏设备以及部分风电设备业务停产后，公司将相关空置厂房对外出租所形成。公司采用成本法对相关投资性房地产进行计量，未来随着公司业务的发展，公司存在仍将其转为自用的可能，因此该部分投资性房地产不属于财务性投资。

7、其他非流动资产

截至 2023 年 3 月 31 日，公司其他非流动资产的账面价值为 6,071.30 万元，均为待抵扣增值税进项税额，系公司生产经营产生，不属于财务性投资。

综上所述，最近一期末，公司存在财务性投资的情形，系 2002 年**及 2016 年**对外投资形成，涉及科目为其他权益工具投资**及长期股权投资**，公司财务性投资金额合计**6,213.19 万元**，占最近一期归属于母公司净资产的比例为 **2.12%**，金额和占比均较小，不属于金额较大的财务性投资。

（三）自本次发行相关董事会前六个月至今，公司已实施或拟实施的财务性投资的具体情况

2023 年 3 月 17 日，公司召开九届二次董事会审议通过了本次向特定对象发行股票的相关议案。自本次发行董事会决议日前六个月（2022 年 9 月 17 日）至本问询函回复出具日，公司实施或拟实施的财务性投资（包括类金融投资，下同）具体情况如下：

1、类金融业务

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司不存在新增从事融资租赁、商业保理和小贷业务等类金融业务的情况。

2、设立或投资产业基金、并购基金

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司不存在设立或投资产业基金、并购基金的情形。

3、拆借资金

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司不存在新增对外拆借资金的情形。

4、委托贷款

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司不存在对外委托贷款的情况。

5、以超过集团持股比例向集团财务公司出资或增资

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司不存在向集团财务公司出资或增资的情况。

6、购买收益波动大且风险较高的金融产品

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司未购买收益波动大且风险较高的金融产品。

7、非金融企业投资金融业务

自本次发行相关董事会决议日前六个月至本问询函回复出具日，公司不存在投资金融业务的情况。

8、拟实施投资项目

截至本问询函回复出具日，公司不存在已通过投资决策会但尚未投出的股权投资、资管产品等项目。

综上，自本次发行相关董事会决议日（即 2023 年 3 月 17 日）前六个月（即 2022 年 9 月 17 日）至本问询函回复出具日，公司不存在实施或拟实施的财务性投资及类金融业务。

七、保荐人核查程序及核查结论

（一）保荐人核查程序

针对上述问题，保荐人执行如下核查程序：

1、获取并审阅了发行人与各省电网公司签订的《购售电合同》，了解合同中约定的发行人各项履约义务；

2、获取并查阅了同行业可比上市公司的年度报告以及定期报告，了解同行业可比上市公司类似收入的收入确认政策、收入确认时点、毛利率与发行人之间的差异情况等；

3、查阅了《企业会计准则第14号—收入》准则中对于企业收入确认的具体要求，对比分析了发行人收入确认情况是否符合会计准则的相关要求；

4、网络查询了发行人各发电项目进入国家补贴目录情况；

5、获取并审阅了行业内关于新能源补贴政策及其变化的文件，了解报告期内新能源补贴政策的变化情况；

6、获取了银星一井项目相关备案、审批、规模管理以及物价局批复的电价文件等；

7、访谈了发行人管理人员，了解发行人各主营业务毛利率发生波动的原因及合理性；

8、访谈发行人财务负责人，了解发行人应收账款信用风险特征组合分类的依据及合理性，查阅同行业可比上市公司招股说明书或年度报告，了解同行业可比上市公司信用风险特征组合分类情况；

9、获取发行人年度报告及审计报告，了解发行人应收账款坏账准备计提的具体方法，并与同行业可比公司应收账款坏账准备计提情况进行对比分析；

10、获取了发行人应收账款的期后回款以及账龄情况，了解发行人应收账款质量情况；

11、查阅了发行人加入资金池的相关公告，获取了发行人相关董事会、监事会、股东大会的决议文件以及独立董事相关的独立意见；

12、获取了发行人报告期内与中国铝业资金池的借还款明细情况；

13、对比了发行人向中国铝业资金池借款的利率与发行人向中铝财务公司借款利率以及向其他银行借款利率的差异情况；

14、获取了中国铝业关于银星能源参与资金池业务相关情况的说明文件；

15、查询了证监会、深圳证券交易所关于财务性投资和类金融业务相关的法律法

规，了解财务性投资和类金融业务的认定标准；

16、查阅了宁夏宁电物流有限公司的主要经营范围，了解宁夏宁电物流有限公司的主营业务情况；

17、查阅了发行人2020年度、2021年度以及2022年度的年度报告以及审计报告，2023年一季度的财务报告，了解发行人可能存在财务性投资的会计科目情况；

18、取得了发行人其他应收款科目明细，了解其他应收款包含的具体内容；

19、取得了发行人长期股权投资、其他权益工具投资的具体内容，根据其投资目的和具体投资情况分析其是否属于财务性投资；

20、获取了发行人关于本次董事会决议日前六个月（2023年9月17日）起至本问询函回复出具日及最近一期末财务性投资情况的说明。

（二）保荐人核查结论

经核查，保荐人认为：

（1）公司电价收入和新能源补贴收入确认谨慎合理，符合会计准则的规定；考虑到新能源发电技术的迭代，新能源发电成本持续降低，加之发行人对于老旧风电场改造将有效提高发电利用小时数，公司具备相应措施以应对平价上网，行业政策变化对公司经营情况不会造成重大不利影响；

（2）报告期内公司毛利率变化具有合理性，公司毛利率与同行业可比上市公司存在一定差异，主要系项目建设时间不同、资源存在差异等原因所致；

（3）发行人应收账款坏账准备计提充分，与可比公司应收账款坏账准备计提情况不存在重大差异；发行人应收标杆电费款、应收可再生能源补贴款坏账准备计提充分；

（4）发行人向资金池借款利率公允；发行人与中国铝业及其关联方之间不存在资金共管、归集或占用等情形，未损害上市公司和中小投资者利益，未出现还款金额大于借款金额的情况；

（5）宁夏宁电物流有限公司与发行人主营业务之间具有协同关系、发行人通过投资宁夏宁电物流有限公司可以获得新的原料、技术或渠道等战略资源，**但出于谨慎考**

虑，将对宁夏宁电物流有限公司的投资认定为财务性投资；

（6）公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情形，自本次发行相关董事会前六个月至今，公司不存在已实施或拟实施的财务性投资。

问题2

根据申请材料：（1）本次募投项目包括宁东250兆瓦光伏复合发电项目（以下简称项目一）、宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目（以下简称项目二）、宁夏银星能源贺兰山风电场30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目（以下简称项目三）；（2）本次向特定对象发行的发行数量不超过211,835,699股（含本数），控股股东中铝宁夏能源集团有限公司（以下简称“宁夏能源”）拟认购股票数量为本次实际发行数量的40.23%；（3）报告期内，公司与宁夏能源在风力发电、光伏发电领域存在同业竞争的情形；（4）项目一隶属银东直流配套的1,000MW 光伏发电项目，内部收益率为6.67%，生产经营期为25年，发行人已就项目一光伏方阵土地签署期限为20年的租赁合同；项目一升压站土地尚未取得土地权属证书；（5）项目二技改后在原风电场运营期限内的发电量可以全额享受补贴电价，内部收益率为10.63%；（6）项目三内部收益率为9.99%，项目三新增土地尚未取得土地权属证书。

请发行人补充说明：（1）结合宁夏能源资产负债及货币资金情况、利润表情况等，说明宁夏能源认购资金来源，是否存在将持有的股票质押后用于本次认购的情形或计划，如是，请说明是否存在高比例质押及因质押平仓导致股权变动的风险，维持控制权稳定的相应措施；（2）结合控股股东、实际控制人控制的其他企业及其实际经营业务情况等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益，本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争；（3）报告期内关联交易的必要性、信息披露的规范性、关联交易价格的公允性；如本次募投项目新增关联交易，请结合新增关联交易的性质、定价依据，总体关联交易对应的收入、成本费用或利润总额占发行人相应指标的比例等，说明是否属于显失公平的关联交易，是否严重影响上市公司生产经营的独立性；（4）结合本次募投项目具体投资构成和合理性、各项投资是否为资本性支出等，说明补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第18号》有关规定；（5）项目一、项目三用地的计划、取得土地的具体安排、进度，其土地性质是否符合相关规定，如无法取得项目用地拟采取的替代措施；项目一生产经营期与土地租赁合

同期限不匹配的解决措施，如何保障项目一后续经营的稳定性；（6）结合风电、光伏行业发展趋势、募投项目新增产能情况、相关政策文件、合同协议明细内容等，说明募投项目新增产能的消纳措施，是否存在弃风弃电的风险；（7）项目二、项目三技改后在原风电场运营期限内的发电量可以全额享受补贴电价的政策依据，是否需要履行有关部门审批、备案等程序；（8）结合在手订单或意向性合同、竞争对手、同行业同类或类似项目情况，募投项目收益情况的测算过程、测算依据，包括各年预测收入构成、销量、毛利率、净利润、项目税后内部收益率的具体计算过程和可实现性等，说明募投项目效益测算的合理性及谨慎性；（9）量化说明本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响；（10）请宁夏能源出具“从定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持发行人的股份，并遵守证监会和交易所其他相关规定”的承诺并公开披露。

请发行人补充披露（2）（3）（5）（6）（8）（9）相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请会计师核查（1）（2）（3）（4）（8）（9）并发表明确意见，请发行人律师核查（2）（3）（5）（6）（7）（10）。

回复：

一、结合宁夏能源资产负债及货币资金情况、利润表情况等，说明宁夏能源认购资金来源，是否存在将持有的股票质押后用于本次认购的情形或计划，如是，请说明是否存在高比例质押及因质押平仓导致股权变动的风险，维持控制权稳定的相应措施

根据《宁夏银星能源股份有限公司2023年度向特定对象发行 A 股股票预案（修订稿）》以及公司与宁夏能源签订的《宁夏银星能源股份有限公司与中铝宁夏能源集团有限公司关于向特定对象发行股票之附条件生效的股份认购协议》（以下简称“《股份认购协议》”），公司本次向特定对象发行股票的募集资金总额预计不超过139,454.88万元，其中宁夏能源认购本次发行股票数量的40.23%，即宁夏能源认购金额预计将不超过56,102.70万元。

根据《股份认购协议》及宁夏能源出具的承诺，宁夏能源用于认购本次发行股份的资金来源于自有或自筹资金，其中部分自筹资金为本公司控股股东中

国铝业以及中铝财务公司提供的借款，该等资金来源合法；不存在通过对外募集、代持、结构化安排或直接间接使用银星能源及其下属关联方资金用于本次认购的情形；不存在接受他人委托代为认购、代他人出资受托持股、信托持股及其他代持情形。

宁夏能源2022年及2023年一季度的主要财务数据情况如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月/2023年3月31日	2022年度/2022年12月31日
资产总额	2,787,984.32	2,817,181.25
负债总额	1,716,904.22	1,804,150.38
所有者权益	1,071,080.10	1,013,030.87
营业收入	224,253.95	903,888.13
净利润	52,792.46	182,713.56
归母净利润	36,591.92	135,228.52
货币资金	**33,796.21**	**66,612.28**

注：宁夏能源2022年度财务数据经审计，2023年一季度数据未经审计

根据上表，宁夏能源资产规模较大、财务指标良好。同时，截至2023年3月底，宁夏能源尚未使用中国铝业资金池及中铝财务公司的授信额度达127.60亿元。结合企业资产规模、授信额度等情况，宁夏能源具备本次认购的资金实力。

根据中登公司出具的《证券质押及司法冻结明细表》，截至2023年4月25日，公司控股股东宁夏能源持有的公司股票不存在质押情况。根据宁夏能源的确认，宁夏能源不存在将持有的股票质押后用于本次认购的情形或计划。

二、结合控股股东、实际控制人控制的其他企业及其实际经营业务情况等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益，本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争；

（一）控股股东已制定解决方案并明确未来整合时间安排，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业已存在的同业竞争不构成重大不利影响，不会损害上市公司的利益

1、与控股股东及其控制的企业之间的同业竞争情况及已采取的解决措施

公司控股股东宁夏能源主营业务涵盖火力发电、风力发电、光伏发电、煤炭开采与销售、新能源设备制造等。其中，宁夏能源本身不从事新能源发电业务，其新能源发电业务主要来自于公司和其他分子公司。**截至 2023 年 3 月 31 日，公司控股股东宁夏能源与公司的主营业务构成同业竞争的分公司及直接持股并控制的子公司的基本情况以及已采取的解决同业竞争的措施如下：**

公司名称	主营业务	宁夏能源持股比例	已采取的解决同业竞争的措施
中铝宁夏能源集团有限公司阿拉善新能源分公司	风力发电	-	宁夏能源将相关资产注入上市公司 2023 年 3 月 1 日，公司召开第九届董事会第二次临时会议审议通过《关于以非公开协议方式现金收购中铝宁夏能源集团有限公司阿拉善左旗贺兰山 200MW 风电项目相关资产和负债暨关联交易的议案》，同意公司与宁夏能源签署《附条件生效的现金购买资产协议》，采用非公开协议方式以人民币 63,800.00 万元收购宁夏能源阿拉善左旗贺兰山 200MW 风电项目相关资产和负债。该议案已经公司于 2023 年 3 月 17 日召开的 2023 年第一次临时股东大会审议通过。2023 年 3 月 1 日，公司与宁夏能源签署了《附条件生效的现金购买资产协议》。截至本问询函回复出具日，《附条件生效的现金购买资产协议》已生效。截至本问询函回复出具日，本次收购宁夏能源阿拉善左旗贺兰山 200MW 风电项目已完成交割。
中卫宁电新能源有限公司	光伏发电	89.52%	1、宁夏能源将相关资产委托上市公司管理 经公司 2021 年 8 月 20 日召开的八届八次董事会审议通过，宁夏能源将该等经营光伏发电项目的分支机构及子公司委托给银星能源管理，并签署《委托管理协议》，托管期限为 2021 年 8 月 23 日起至托管标的全部或者
宁夏意科太阳能发电有限公司	光伏发电	70.94%	
中铝宁夏能源集团有限公司固原	光伏发电	-	

公司名称	主营业务	宁夏能源持股比例	已采取的解决同业竞争的措施
光伏发电厂			部分股权依法转让给受托方之日止。 2、宁夏能源承诺于 2025 年 3 月 19 日前将相关资产注入上市公司 宁夏能源于 2020 年 3 月 20 日出具避免同业竞争的承诺函，将于 60 个月内将光伏发电及相关产品生产相关资产和业务注入银星能源。
中铝宁夏能源集团有限公司太阳山光伏发电厂	光伏发电	-	
中铝宁夏能源集团有限公司红寺堡光伏发电厂	光伏发电	-	

此外，截至本问询函回复出具日，宁夏能源的联营企业陕西省地方电力定边能源有限公司（宁夏能源持股 49%、长安汇通资产管理有限公司持股 51%）也从事风力发电业务。该企业由长安汇通资产管理有限公司控股，非宁夏能源控制的企业，不构成公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业的同业竞争。但从更有利于公司的角度出发，**经公司 2019 年 3 月 15 日召开的七届十次董事会审议通过，宁夏能源所持陕西省地方电力定边能源有限公司全部股权（宁夏能源持有 49%股权、长安汇通资产管理有限公司持有 51%股权）委托给银星能源管理，并签署《股权托管协议》，托管期限为 2019 年 1 月 1 日起至银星能源成功受让托管股权并完成股权交割之日止。**

针对前述宁夏能源下属相关企业与公司产生的同业竞争，为保证上市公司及其中小股东的合法权益，消除和避免上市公司与宁夏能源及其下属企业之间的同业竞争，宁夏能源已出具避免同业竞争的承诺，具体如下：

（1）控股股东关于避免同业竞争的承诺

就与银星能源存在的同业竞争业务，宁夏能源于 2020 年 3 月 20 日作出如下承诺：

“1.本承诺函出具后的 24 个月内，我公司按照评估确定的公允价格将阿拉善左旗贺兰山 200MW风电项目和陕西省地方电力定边能源有限公司 49%股权注入银星能源。

2.本承诺函出具后的 60 个月内，我公司按照评估确定的公允价格将光伏发电及相关产品生产相关资产和业务注入银星能源。”

2022 年 3 月 2 日，宁夏能源根据上述承诺履行情况，对上述承诺进行了变更，变更后承诺内容如下：

“1、自本承诺函出具后 12 个月内，宁夏能源将按照评估确定的公允价格将阿拉善左旗贺兰山 200MW风电项目注入银星能源；如本次交易方案通过银星能源股东大会以及证券监管部门批复同意，则完成注入的承诺时间自动延长至相关工商手续办理完成之日；

2、自本承诺函出具后 36 个月内，宁夏能源将按照评估确定的公允价格将陕西省地方电力定边能源有限公司 49%股权注入银星能源。

宁夏能源于 2020 年 3 月 20 日向银星能源作出的关于避免同业竞争的承诺函中的关于光伏发电及相关产品生产相关资产的承诺内容不变。”

上述承诺变更事宜已经公司第八届董事会第十一次临时会议、第八届监事会第八次临时会议及 2022 年第二次临时股东大会审议通过，独立董事发表了同意的独立意见。

2、与实际控制人及其控制的企业之间的同业竞争情况

公司与实际控制人中铝集团及其控制的除宁夏能源外的其他企业，在业务上不存在交叉、重叠的情况，与中铝集团及其控制的除宁夏能源外的其他企业之间不存在同业竞争的情形。

综上，针对公司与宁夏能源及其控制的其他企业之间已存在的同业竞争事宜，宁夏能源已出具避免同业竞争的承诺，就同业竞争制定了解决方案并明确了未来时间安排，截至本问询函回复出具日，宁夏能源未违反上述承诺，并且已经采取了资产注入、委托管理等解决同业竞争的具体措施。截至本问询函回复出具日，宁夏能源正在将阿拉善左旗贺兰山 200MW风电项目注入上市公司，并已将光伏发电相关业务资产委托给上市公司经营管理，在同业竞争承诺得以严格履行的情况下，公司与控股股东及其控制的企业存在的同业竞争不构成重大不利影响，不会损害上市公司利益。

（二）本次募投项目实施后不会新增重大不利影响的同业竞争

本次发行完成后，宁夏能源仍为公司控股股东，中铝集团仍为公司实际控制人，国务院国资委仍为公司最终实际控制人，公司在与控股股东、实际控制人及其关联方之间的业务关系、管理关系、关联交易和同业竞争等方面不会发生重大变化。

公司本次发行募投项目均投向新能源发电业务，募集资金投向均为公司现有主营业务，募投项目实施后，不会新增对公司构成重大不利影响的同业竞争。

（三）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（三）与控股股东之间同业竞争的相关风险

截至本募集说明书出具之日，公司控股股东宁夏能源所属的中卫宁电新能源有限公司、宁夏意科太阳能发电有限公司、中铝宁夏能源集团有限公司固原光伏发电厂、中铝宁夏能源集团有限公司太阳山光伏发电厂、中铝宁夏能源集团有限公司红寺堡光伏发电厂从事光伏发电业务，与公司的主营业务构成同业竞争。此外，宁夏能源参股（持有 49%股权）的陕西省地方电力定边能源有限公司也从事风力发电业务。

针对控股股东及其控制的其他企业与公司存在的同业竞争的情形，控股股东宁夏能源于 2020 年 3 月 20 日出具避免同业竞争的承诺函，将于 60 个月内将光伏发电及相关产品生产相关资产和业务注入银星能源；于 2022 年 3 月 2 日出具了避免同业竞争的承诺函，将于承诺出具 36 个月内将陕西省地方电力定边能源有限公司 49%股权注入银星能源。上述承诺目前尚在履行有效期内，承诺履行完毕的具体时间以及相关资产纳入上市公司并表体系的具体时间存在不确定性。

若未来公司控股股东宁夏能源未能有效执行避免同业竞争的相关承诺，或者在承诺履行过程中宁夏能源所控制的相关资产出现重大不利变化，从而无法注入上市公司，则会导致公司与控股股东宁夏能源之间的同业竞争风险无法有

效解决，从而可能会对公司的经营业绩造成一定影响。”

三、报告期内关联交易的必要性、信息披露的规范性、关联交易价格的公允性；如本次募投项目新增关联交易，请结合新增关联交易的性质、定价依据，总体关联交易对应的收入、成本费用或利润总额占发行人相应指标的比例等，说明是否属于显失公平的关联交易，是否严重影响上市公司生产经营的独立性；

（一）报告期内关联交易的必要性、信息披露的规范性、关联交易价格的公允性

1、报告期内发行人关联交易情况及关联交易的必要性、关联交易价格的公允性

（1）向关联方采购商品、接受劳务的情况

单位：万元

关联方名称	关联交易内容	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
宁夏宁电物流有限公司	招标费、劳务服务费等	112.08	432.20	359.25	37.26
中铝润滑科技有限公司	润滑油等材料费	312.22	877.95	1,055.59	703.49
中铝物资供销有限公司	备品备件、劳保用品等	80.89	676.69	5.13	-
中铝物资有限公司	备品备件、劳保用品等	-	118.58	112.11	45.73
宁夏银仪电力工程有限公司	工程及检修检测服务	1,431.30	1,726.42	270.48	157.96
山东铝业有限公司	劳保用品等	-	16.30	1.59	-
中铝宁夏能源集团有限公司	培训费、担保费	16.98	81.51	27.66	29.20
宁夏银星煤业有限公司	备品备件等	-	15.35	8.00	9.33
中铝山西铝业有限公司	劳保用品等	-		2.34	37.34
中铝智能科技发展有限公司	设备款	-		8.67	-
宁夏新能源研究院（有限公司）	培训费	-		-	48.01
合计		**1,953.47**	**3,944.98**	**1,850.82**	**1,068.32**
占各期营业成本的比例		**9.55%**	**4.87%**	**2.03%**	**1.25%**

报告期内，公司向关联方采购商品和接受劳务主要包括向宁夏宁电物流有

限公司采购代理招标以及其他劳务服务等，向中铝润滑采购润滑油等，向中铝物资采购备品备件以及劳保用品等，向宁夏银仪电力工程有限公司采购检修检测以及输电线路的建设服务等。报告期各期，公司关联采购占各期营业成本的比例分别为1.25%、2.03%、4.87%及9.55%，占比相对较小。2022年度及2023年1-3月公司关联采购占营业成本的比例有所上升，主要系2022年公司开始建设宁东250兆瓦光伏复合发电项目，向宁夏银仪电力工程有限公司采购的工程类服务大幅增加，从而使得关联采购占营业成本的比例有所上升。

报告期内，公司的主要关联采购情况具体分析如下：

①向宁夏宁电物流有限公司采购代理招标以及其他劳务服务等

公司向宁夏宁电物流有限公司主要采购招投标代理服务以及其他劳务服务，主要由于宁夏宁电物流有限公司主营业务为招投标代理服务以及劳务服务等，公司主要风电场以及光伏电站均建设在相对偏远的地区，宁夏宁电物流有限公司主要为公司的电场提供相应劳务服务以及运维人员的补充。另外，宁夏宁电物流有限公司是具备专业招标资质的平台，可以协助公司进行招投标业务，提升采购效率，降低采购成本，提升公司的招标采购性价比。因此，公司向宁夏宁电物流有限公司进行采购具备必要性。

公司向宁夏宁电物流有限公司采购相关服务的价格依据公司实际招标代理需要以及劳动用工需求，以自身成本为依据，结合公司周边其余类似供应商的相关情况，与宁夏宁电物流有限公司针对具体服务内容通过谈判协商确定最终采购价格，价格公允。

②向中铝润滑科技有限公司采购润滑油等

公司向中铝润滑科技有限公司（以下简称“中铝润滑”）采购润滑油主要用于风机的运维，润滑油为公司生产经营过程中必备的辅材之一，中铝润滑多年来从事润滑油的生产和销售业务，公司向其采购润滑油出于生产经营所需，具备必要性。

公司润滑油采购采用单一来源谈判的方式进行，每年会通过组织行业专家成立谈判小组，与中铝润滑就每年各类型润滑油的采购单价进行谈判，双方会

根据市场情况并结合成本等因素，最终通过谈判确定统一的采购单价。由于每年的采购价格均由双方结合市场情况通过谈判的方式确定，采购价格公允。

③向中铝物资有限公司及中铝物资供销有限公司采购备品备件以及劳保用品等

公司向中铝物资有限公司（以下简称“中铝物资”）及中铝物资供销有限公司（以下简称“中铝物资供销”）采购的物品主要包括劳保用品、备品备件等，其为公司生产经营过程中所必备的产品。中铝物资及中铝物资供销主营业务包括办公用品、劳保用品等物资的贸易业务，公司从中铝物资及中铝物资供销购买相应产品是生产经营过程中必备物资，具备必要性。

公司与日常经营相关的备品备件、劳保用品以及其他低值品等均通过“铝约益采”平台进行采购，由于中铝物资及中铝物资供销为“铝约益采”平台的运营主体，公司与其签订采购合同，并由其向选定好的供应商采购指定商品。公司通过对比不同供应商发布在“铝约益采”平台同类商品的价格，选择性价比最优的商品进行采购，采购价格公允。

④向宁夏银仪电力工程有限公司采购检修检测以及输电线路的建设等

公司向宁夏银仪电力工程有限公司采购的工程线路建设及检测检修服务均为公司发电场站在建设和运行过程中所必须的劳务服务，**宁夏银仪电力工程有限公司成立于2006年2月，具备电力工程施工总承包资质，其多年来从事电力设施承装、承修、承试、检测检修等业务，专业性较强，且其作为中国铝业下属公司，可与公司发挥较好的协同作用，加之其**对于公司的发电场站较为熟悉，因此公司向宁夏银仪电力工程有限公司采购工程线路建设及检测检修服务可以在一定程度上节省成本，同时在较短的时间内完成发电场站的检修维护工作，因此该项采购具备必要性。

公司上述工程施工服务采购采用公开招标或单一来源采购的方式进行。宁夏银仪电力工程有限公司根据各项工程的建设施工类型以及项目施工要求，对建设工程中的各项工程量清单进行报价。针对建设工程中涉及的物资采购，宁夏银仪电力工程有限公司通常参考市场价格进行报价；针对建设工程中涉及的

施工服务，宁夏银仪电力工程有限公司则根据人工工资、机械设备使用情况等，并参照市场同类型项目工程的报价情况进行报价。公司通过招标评比或者单一来源采购谈判后，最终确定每项工程服务的价格，采购价格公允。

（2）向关联方销售商品、提供劳务的情况

单位：万元

关联方名称	关联交易内容	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
宁夏王洼煤业有限公司	煤机检修服务	620.83	1,981.96	1,224.26	2,381.98
宁夏银星煤业有限公司	煤机检修服务	200.93	1,456.41	421.24	2,330.74
包头铝业有限公司	检修服务	-	6.28	-	-
中铝宁夏能源集团有限公司	运维服务、容量占用费等	244.83	996.09	845.88	1,465.30
宁夏天净神州风力发电有限公司	运维服务	9.99	78.07	60.79	69.24
宁夏银仪电力工程有限公司	检修备件等物资	5.46	24.81	23.43	-
中国铝业股份有限公司	专利费	-	-	5.00	4.00
宁夏新能源研究院（有限公司）	租金	-	-	0.91	-
宁夏意科太阳能发电有限公司	太阳能组件等	-	1.42	-	-
中卫宁电新能源有限公司	检修费	-	2.63	-	-
合计		**1,082.04**	**4,547.66**	**2,581.51**	**6,251.26**
占各期营业收入的比例		**3.56%**	**3.91%**	**1.90%**	**5.20%**

报告期内，公司向关联方销售商品和提供劳务主要包括向王洼煤业以及银星煤业提供的煤机检修服务以及向宁夏能源提供的运维服务等。报告期各期，公司关联销售占各期营业收入的比例分别为5.20%、1.90%、3.91%及3.56%，占比较小。

报告期内，公司的主要关联销售情况具体分析如下：

①向宁夏银星煤业有限公司以及宁夏王洼煤业有限公司提供的煤机检修服务

公司向宁夏银星煤业有限公司（以下简称“银星煤业”）和宁夏王洼煤业有限公司（以下简称“王洼煤业”）提供的煤机检修服务为公司主营业务之一。公司多年来始终从事煤机检修服务，且公司与银星煤业以及王洼煤业通过多年合

作，建立了良好的合作关系，同时公司对于银星煤业以及王洼煤业的地下煤矿较为了解，可以在节省成本的基础上提供更加优质的服务，有利于银星煤业和王洼煤业的运营。同时从事该业务是公司对自身发电业务的补充，有利于公司业务的多样化发展。因此，该项关联销售具备必要性。

公司与王洼煤业以及银星煤业之间的关联销售主要根据不同项目类型公司自身所需成本，辅以一定的利润加成，并与王洼煤业以及银星煤业协商后最终确定相关合同价格，价格具有公允性。

②向宁夏能源提供的运维服务等

公司向宁夏能源提供的运维检修以及代建服务，主要系针对宁夏能源下属风电场以及光伏电站开展。宁夏能源为了进一步解决同业竞争的相关问题，将新能源发电的相关业务委托公司管理。公司主营业务之一为新能源发电，对于新能源发电场运维的专业性水平较高，宁夏能源向其采购新能源发电场运维检修以及代建服务，一方面可以在一定程度上避免同业竞争，另一方面专业团队对于新能源发电场进行运营维护有利于提升相应电场的盈利能力。因此，该项关联销售具备必要性。

公司与宁夏能源之间的关联销售价格由双方按照市场价格经协商后确定，相关价格经双方内部程序审议通过，销售价格公允。

（3）关联资金往来

报告期内，公司与关联方的经常性资金往来和偶发性资金往来包括以下内容：①向中铝财务公司的借款；②与中国铝业的资金池往来；③与中铝财务公司的存款业务；④与中铝财务公司的保理融资业务；⑤与宁夏能源之间的委托贷款。

由于新能源发电行业为资本密集性行业，因此公司在日常生产经营以及新能源发电场建设过程中需要大量资金。由于自2019年以来国家可再生资源补贴款回款相对滞后，在一定程度上增加了公司的营运资金压力，公司出于满足自身生产经营的资金需求，同时为了进一步盘活现有资产，向中铝财务公司通过直接借款、保理融资、融资租赁、委托贷款等多种形式进行资金筹措，并且于

2021年6月加入中国铝业的资金池业务。综上，公司通过多种方式进行资金筹措从而满足自身生产经营需要具有必要性。

①公司与中铝财务公司之间的资金往来

A、从中铝财务公司获取资金的情况

报告期内，公司与中铝财务公司之间的资金往来情况如下：

期间	性质	金额（万元）	利率定价原则
2022 年	直接借款	2,002.01	一年期 LPR 利率基础上调减 10 至 35 基点，即合同期内固定利率 3.6%-3.3%
2021 年	直接借款	10,010.14	一年期 LPR 利率或在此基础上调减 20 基点，即合同内固定利率为 3.65%
	保理融资	123,000.00	保理融资费率为固定费率，年利率为 3.7%
	委托贷款	20,000.00	1 年期，年利率为 3.465%
2020 年	直接借款	39,500.00	一年期 LPR 利率或在此基础上调减 20 基点，即首次贷款利率为 3.85%-3.65%

截至2023年3月31日，公司2023年度暂未向中铝财务公司申请直接借款。

公司通过中铝财务公司直接借款以及委托贷款的利率以一年期 LPR 利率为基础，并根据市场相关借款期限借款利率的普遍情况，在一年期 LPR 利率的基础上扣减一定的基点，该种利率确定方式与其他银行无实质性差异，借款利率公允。

报告期内，公司不存在与其他第三方进行保理融资的情形。参考 A 股上市公司航发动力（600893.SH）下属子公司南方公司于同月（2021年12月）公告的应收账款保理业务，其保理费率年化3.80%，公司通过中铝财务公司开展的应收账款保理业务的保理融资费率定价公允。

B、向中铝财务公司的存款情况

报告期内，公司与中铝财务公司的活期存款利率为0.525%，协定存款利率为1.495%，同期银行活期存款利率约为0.300%。公司在中铝财务公司的存款略高于同期银行活期存款利率，但不存在重大差异，公司在中铝财务公司的存款利率公允。

②公司与中国铝业之间的资金往来

报告期内，公司通过中国铝业资金池进行贷款的利率与同期银行贷款利率的比较情况如下：

期间	中国铝业资金池	中铝财务公司	其他同类
2023 年 1-3 月	3.33%	-	长期贷款利率 3.65%-4.30%
2022 年度	3.33%-3.65%	一年期 LPR 利率基础上调减 10 至 35 基点，即合同期内固定利率 3.3%-3.6%	长期贷款利率 3.65%-4.30%
2021 年度	3.46%-3.65%	一年期 LPR 利率或在此基础上调减 20 基点，即合同内固定利率为 3.65%	长期贷款利率 4.30%-4.90%
2020 年度	-	一年期 LPR 利率或在此基础上调减 20 基点，即首次贷款利率为 3.65%-3.85%	以一年期 LPR 利率为基准进行确定，从 3.65%至 4.35%不等

公司通过中国铝业资金池借款的利率以一年期 LPR 利率为基础，并在一年期 LPR 利率的基础上扣减一定的基点。由于公司从中国铝业资金池借款的资金较为灵活，可以根据自身资金使用的需求，在额度范围内随时进行借还款，借款时间相对较短，因此该利率略低于同期其他银行长期贷款利率具有合理性。

发行人向中国铝业资金池的借款利率与其他 A 股上市公司向关联方借款利率的对比情况如下：

公司名称	证券代码	借款人名称	关联关系	借款时间	借款利率
朗姿股份	002612.SZ	申东日、申今花	控股股东、实际控制人	2021 年 8 月决议通过后不超过三年，在额度范围内随借随还	4.00%
安孚科技	603031.SH	宁波睿利企业管理合伙企业（有限合伙）	关联方	2022 年 4 月 25 日至 2027 年 4 月 24 日	4.60%
时代新材	600458.SH	中车财务有限公司	关联方	2019/11/13 至 2020/11/12 2019/5/5 至 2019/9/16 2019/8/23 至 2019/9/18 2019/11/13 至 2019/12/27	3.915%

因此，公司通过中国铝业资金池进行存贷利率的确定方式与其他银行无实质性差异，但借款利率略低于其他银行具有合理性。公司通过中国铝业资金池进行借款利率与 A 股其他上市公司向关联方借款的利率较为接近。因此，发行人向中国铝业资金池的借款利率公允。

（4）关联担保的情况

报告期内，公司与关联方之间发生的关联担保主要为公司控股股东向公司子公司宁夏银仪风电以及银星能源阿拉善风电提供的信用担保。宁夏能源为宁夏银仪风电以及银星能源阿拉善风电提供的信用担保主要系应银行要求为相应主体向银行的借款提供的担保，该关联担保的发生主要为了相应子公司向银行取得相关借款，从而进行项目建设以及补充日常资金周转，该项关联担保具有必要性。

根据宁夏能源与宁夏银仪风电和银星能源阿拉善风电签订的《担保收费协议》，担保费用自 2019 年 1 月起开始计算，按年支付。公司全资子公司宁夏银仪风电和银星能源阿拉善风电应以宁夏能源为其提供担保的金额按照 1.5‰/年的担保费率向宁夏能源支付担保费。报告期各期，公司全资子公司宁夏银仪风电和银星能源阿拉善风电向宁夏能源支付的担保费情况如下：

单位：万元

公司名称	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
宁夏银仪风力发电有限责任公司	-	5.25	12.66	12.66
内蒙古阿拉善银星风力发电有限公司	-	15.00	15.00	15.00

宁夏能源参考市场价格制定《担保管理办法》，对下属单位提供担保实行担保收费制，收费标准：担保合同金额为 1 亿元以内的（含 1 亿元）收费标准为 1.5‰/年；担保合同金额为 1 亿元以上，5 亿元（含 5 亿元）以下的收费标准为 2‰/年；担保合同金额超过 5 亿元的收费标准为 3‰/年。

参考 A 股上市公司南国置业（002305.SZ）于 2023 年 4 月披露的第六届董事会第三次会议决议公告，南国置业控股股东中国电建地产集团有限公司为其及其子公司提供融资担保余额不超过 90 亿元。融资担保费率按不高于年千分之三点五，非融资担保费率按不高于年千分之一点五执行。因此，宁夏能源向公司全资子公司收取的担保费率公允、合理，未损害公司及其他股东利益。

（5）关联方受托管理

为继续履行宁夏能源关于消除同业竞争的承诺，公司与宁夏能源签署《股权托管协议》，约定将宁夏能源所持陕西省地方电力定边能源有限公司 49%股权委托银星能源管理，托管期限为 2019 年 1 月 1 日起至公司成功受让陕西省地方

电力定边能源有限公司 49%股权并完成股权交割之日止，托管费用为 8,000 元/月，按季支付。

为继续履行宁夏能源关于消除同业竞争的承诺，经公司于 2021 年 8 月 20 日召开的八届八次董事会审议通过，公司与宁夏能源签署《委托管理协议》，约定宁夏能源将所属新能源板块公司，即宁夏能源所属 4 家分公司（中铝宁夏能源集团有限公司阿拉善新能源分公司、中铝宁夏能源集团有限公司太阳山光伏发电厂、中铝宁夏能源集团有限公司红寺堡光伏发电厂、中铝宁夏能源集团有限公司固原光伏发电厂）及所持 4 家子公司（中卫宁电新能源有限公司、宁夏意科太阳能发电有限公司、宁夏新能源研究院（有限公司）、宁夏银仪电力工程有限公司）的公司产权对应的约定范围内的股东权利委托给公司行使。委托期间自《委托管理协议》生效之日起算，具备下列条件之一时相关委托事项终止：①托管标的全部或者部分依法转让给受托方时，完成转让的相关企业委托事项随即终止；②受托方基于各托管标的企业的有关实际情况，提出全部或者部分终止本协议约定的委托内容的。托管费用为 200 万元/年，按年支付。

银星能源与宁夏能源之间的关联托管业务系双方根据实际情况并经友好协商确定，双方就上述关联托管均签订了正式的《委托管理协议》，宁夏能源每年按照委托管理协议的约定价格向银星能源支付相关费用，该价格公允。

因此，报告期内，公司与关联方之间发生的主要关联交易具有必要性，交易价格公允。

2、报告期内公司关联交易信息披露的规范性

（1）公司对于日常关联交易的披露情况

①2020年度

公司于2020年3月20日召开八届二次董事会、2020年5月15日召开2020年第一次临时股东大会审议通过了《关于公司2020年度日常关联交易计划的议案》，同意公司2020年度预计关联交易类别和金额，独立董事发表了事前认可及独立意见，关联董事及关联股东回避了表决；公司于2021年3月19日召开的八届六次董事会审议通过了《关于补充2020年度日常关联交易的议案》，根据公司2020年

生产经营和最终审计结果，需补充日常关联交易29.24万元。独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事回避了表决；公司于2021年3月19日召开的八届六次董事会、2021年4月23日召开的2020年年度股东大会审议通过了《关于公司2021年度日常关联交易计划的议案》对2020年度实际发生的关联交易类别和金额予以确认，独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事及关联股东回避了表决。公司已对上述内容进行了公告。

②2021年度

公司于2021年3月19日召开的八届六次董事会、2021年4月23日召开的2020年年度股东大会审议通过了《关于2021年度日常关联交易计划的议案》，同意公司2021年度预计关联交易类别和金额，独立董事发表了事前认可及独立意见，关联董事及关联股东回避了表决。公司于2022年3月18日召开八届十次董事会审议通过了《关于补充2021年度日常关联交易的议案》，根据公司2021年生产经营和最终审计结果，需补充日常关联交易299.25万元。公司于2022年3月18日召开的八届十次董事会、2022年4月22日召开的2021年年度股东大会审议通过了《关于2022年度日常关联交易计划的议案》对2021年度实际发生的关联交易类别和金额予以确认，独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事及关联股东回避了表决。公司已对上述内容进行了公告。

③2022年度

公司于2022年3月18日召开的八届十次董事会会议、2022年4月22日召开的2021年年度股东大会审议通过了《关于2022年度日常关联交易计划的议案》同意公司2022年度预计关联交易类别和金额，独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事及关联股东回避了表决。公司于2023年3月17日召开的九届二次董事会审议通过了《关于补充2022 年度日常关联交易的议案》，根据公司2022年生产经营和最终审计结果，需补充日常关联交易2,114.51万元。公司于2023年3月17日召开的九届二次董事会审议通过了《关于2023年度日常关联交易计划的议案》对2022年度实际发生的关联交易类别和金额予以确认，独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事回避了表决，该议案尚需提交公司年度股东大会审议通过。公司已对上述内容进行了公告。

（2）公司对于其他关联交易的披露情况

①公司与中铝财务公司以及中国铝业之间的资金往来情况

期间	性质	审议程序	披露情况
2022年	向中铝财务公司直接借款	八届十次董事会会议、八届十次监事会会议、2021年年度股东大会	2022年3月22日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于向中铝财务有限责任公司申请流动资金借款额度暨关联交易的公告》
2021年	向中铝财务公司直接借款	八届六次董事会会议、八届六次监事会会议、2020年年度股东大会	2021年3月22日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于向中铝财务有限责任公司申请流动资金借款暨关联交易的公告》
	向中铝财务公司保理融资	第八届董事会第八次临时会议、第八届监事会第六次临时会议、2021年第二次临时股东大会	2021年12月15日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于与中铝财务有限责任公司开展保理业务暨关联交易的公告》
	通过中铝财务公司向控股股东委托贷款（注1）	八届二次董事会会议、八届二次监事会会议、2020年第一次临时股东大会、八届六次董事会会议、八届六次监事会会议、2020年年度股东大会	2020年3月23日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于向控股股东申请委托贷款暨关联交易的公告》、2021年3月22日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于向控股股东申请委托贷款暨关联交易的公告》
	与中国铝业的资金池往来	第八届董事会第四次临时会议、第八届监事会第四次临时会议、2020年年度股东大会	2021年4月9日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于开展资金池业务暨关联交易的公告》
2020年	向中铝财务公司直接借款	八届二次董事会会议、八届二次监事会会议、2020年第一次临时股东大会	2020年3月24日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于向中铝财务有限责任公司申请流动资金借款暨关联交易的公告》

注1：2020年公司实际未通过中铝财务公司向控股股东委托贷款

②公司与中铝财务公司之间的存款业务

2019年5月14日，公司与中铝财务签订了《金融服务协议》，由中铝财务为公司提供存贷款、结算及其他金融服务。协议有效期为3年（2019年4月25日至2022年4月24日）。根据未来业务发展需要，公司拟提高与中铝财务在存款、信贷业务上的交易额度，公司于2019年8月23日召开七届十二次董事会、2019年9月11日公司召开2019年第一次临时股东大会审议通过了《关于拟与中铝财务有限责任公司重新签订<金融服务协议>暨关联交易的议案》，2019年9月12日，公司与中铝财务签订了《金融服务协议》，由中铝财务为公司提供存贷款、结算及其他金融服务。该协议有效期3年（2019年9月12日至2022年9月11日），在协议

有效期内，公司在中铝财务的日最高存款余额不超过人民币10亿元；日综合授信余额最高不超过人民币10亿元。独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事及关联股东回避了表决。

2021年3月19日公司召开八届六次董事会，2021年4月23日公司召开2020年年度股东大会，审议通过了《关于拟与中铝财务有限责任公司重新签订<金融服务协议>暨关联交易的议案》。公司根据未来业务发展需要，提高与中铝财务在存款、信贷业务上的交易额度，因此，公司与中铝财务重新签订《金融服务协议》（以下简称“新协议”）。新协议有效期3年，在新协议有效期内，公司在中铝财务结算户上的日最高存款余额不超过人民币20亿元，日综合授信余额最高不超过人民币20亿元。独立董事发表了事前认可及同意的独立意见，关联董事及关联股东回避了表决。

③公司其他关联交易情况

性质	具体内容	审议程序	披露情况
公司受托管理事宜	陕西省地方电力定边能源有限公司49%股权	七届十次董事会、七届十次监事会	2019年3月18日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于托管中铝宁夏能源集团有限公司持有 陕西省地方电力定边能源有限公司49%股权暨关联交易的公告》
	新能源板块	八届八次董事会、八届八次监事会	2021年8月23日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于受托管理控股股东所属新能源板块公司暨关联交易公告》
宁夏能源对公司的关联担保事宜	支付担保费	第八届董事会第一次临时会议、第八届监事会第一次临时会议	2020年1月1日公告《宁夏银星能源股份有限公司关于全资子公司向控股股东支付担保费的关联交易公告》

因此，公司关联交易均履行了相应的审批程序，信息披露规范。

（二）如本次募投项目新增关联交易，请结合新增关联交易的性质、定价依据，总体关联交易对应的收入、成本费用或利润总额占发行人相应指标的比例等，说明是否属于显失公平的关联交易，是否严重影响上市公司生产经营的独立性

1、本次募投项目建设过程中预计会新增部分关联交易

公司本次募投项目包括宁东250兆瓦光伏复合发电项目、宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目、宁夏银星能源贺

兰山风电场30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目的建设涉及发电场区域的土建施工改造、电力送出线路的施工及改造、设备安装等内容。**根据各募投项目的建设施工投资情况，本次募投项目建设过程中预计将新增公司对宁夏银仪电力工程有限公司的关联采购，采购内容主要为发电场区域的土建施工改造、电力送出线路的施工及改造、设备安装等。**但由于公司募投项目相关建设成本将先计入在建工程，并在相关电场的运营期限内进行摊销，因此不会对公司当期业绩造成较大影响。

（1）已签订采购合同的关联采购

经单一来源谈判及多次报价，公司分别于2022年11月及2022年12月与宁夏银仪电力工程有限公司签署《宁东250兆瓦光伏复合发电项目110KV 送出线路施工总承包合同》及《宁东250兆瓦光伏复合发电项目50兆瓦光伏区工程施工合同》，约定由宁夏银仪电力工程有限公司承包宁东250兆瓦光伏复合发电项目110KV 送出线路施工工程以及50兆瓦光伏区工程的设备安装及土建施工，合同总额（含税）分别为946万元及998.37万元。由于宁东250兆瓦光伏复合发电项目仍在施工阶段，因此在前述合同下，2022年公司与宁夏银仪电力工程有限公司针对宁东250兆瓦光伏复合发电项目发生的相关采购金额共计1,270.25万元（不含税）。2023年3月17日，公司召开九届二次董事会，审议通过了《关于补充2022年度日常关联交易的议案》，对上述关联交易进行补充确认，关联董事回避表决，独立董事对该议案发表事前认可意见和独立意见。

2023年3月，公司与宁夏银仪电力工程有限公司签署《宁东250兆瓦光伏复合发电项目200兆瓦光伏区工程施工合同》，约定由宁夏银仪电力工程有限公司承包宁东250兆瓦光伏复合发电项目200兆瓦光伏区工程的设备安装及土建施工，合同总额（含税）为3,718.19万元。2023年3月17日、2023年4月25日，公司召开九届二次董事会、2022年年度股东大会，审议通过了《关于2023年度日常关联交易计划的议案》，独立董事对该议案发表事前认可意见和独立意见，关联董事及关联股东均回避表决。该议案中预计公司2023年度接受宁夏银仪电力工程有限公司提供工程及检修服务的金额为5,000万元，公司与宁夏银仪电力工程有限公司2023年度已发生的关联采购金额在上述预计额度范围内。

本次募投项目建设已发生的公司与宁夏银仪电力工程有限公司的关联采购已按照公司与宁夏银仪电力工程有限公司以往的采购模式，参照以往类似项目的报价情况以及周边市场情况，通过单一来源采购谈判并经多次报价协商后履行关联交易审批程序，定价方式公允。

（2）尚未签订采购合同的关联采购

根据各募投项目的建设施工投资情况及公司历年与宁夏银仪电力工程有限公司发生的关联采购情况，预计包括本次募投项目建设在内的公司2023年与宁夏银仪电力工程有限公司的关联交易总额不会超过经九届二次董事会、2022年年度股东大会审议通过的预计金额5,000万元，如在项目建设过程中，公司与宁夏银仪电力工程有限公司发生的交易金额超过预计金额，公司将按照相关法律法规和《公司章程》的规定对拟超过预计部分的关联交易金额补充预计，及时履行审议及信息披露程序；此外，对于尚未发生的公司与宁夏银仪电力工程有限公司之间的工程建设项目，公司将通过双方谈判，按照同类型项目市场价格并结合相关项目的建设成本进行定价，该定价方式与公司其他建设项目一致，定价方式公允。

根据公司对于2023年度与宁夏银仪电力工程有限公司之间关联交易的预计情况以及各募投项目的建设施工投资情况，预计2023年度公司因募投项目建设与宁夏银仪电力工程有限公司之间将新增共计约4,500万元的关联采购（**包括2023年度发行人已与宁夏银仪电力工程有限公司签署的关联采购合同以及预计将与宁夏银仪电力工程有限公司签署的采购合同**），主要为**发电场区域的土建施工改造、电力送出线路的施工及改造、设备安装**等。假设以2022年度公司营业成本进行计算，该部分新增的关联采购金额占2022年度公司营业成本的比例约为5.56%。

因此，公司在本次募投项目建设过程中预计会与宁夏银仪电力工程有限公司产生一定数量的关联采购，**已经发生的关联采购已履行审议程序，定价方式公允，未来预计会发生的关联采购亦将履行审议程序并公允定价**，因此本次募投项目建设中的关联交易不属于显失公允的关联交易，不会严重影响上市公司生产经营的独立性。

2、本次募投项目建设完成后预计不会新增显失公允的关联交易

公司本次募投项目包括宁东250兆瓦光伏复合发电项目、宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目、宁夏银星能源贺兰山风电场30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目，上述项目均投向新能源发电主业。募投项目建设完成后，相关电场将继续并网发电，客户均为宁夏国网，不会与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业新增关联销售。

本次募投项目建设完成投入运营后，公司预计将继续向宁夏银仪电力工程有限公司采购新能源发电场的检修服务，该项服务预计与公司目前存量新能源电场向宁夏银仪电力工程有限公司采购的检修服务内容相同。对于公司本次募投项目新建、等容更新改造后的新能源发电场，由于相关设备属于新安装设备，所需的检修费用预计相比原老旧发电场较小，因此预计不会新增较大金额的关联采购。

在本次募投项目建设完成投入运营后，预计新增的公司与宁夏银仪电力工程有限公司的关联交易实际发生时，公司将按照与宁夏银仪电力工程有限公司以往的采购模式，通过招标评比或者单一来源采购谈判后参考同类型服务市场价格进行定价并履行关联交易审批程序，确保定价公允。董事会和股东大会审议相关关联交易议案时，独立董事发表事前认可意见和独立意见，关联董事和关联股东将回避表决。其他上市公司亦采取类似方式确保募投项目实施后新增关联交易的公允性，例如舒泰神（300204）于2023年4月21日公告《关于舒泰神（北京）生物制药股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告（修订稿）》，根据该回复报告，舒泰神本次募投项目实施后将新增与关联方的关联交易，其明确“未来实际发生关联交易时，将严格按照相关法律、法规以及公司内部制度规定，做好询比价工作，并履行关联交易的审议和表决程序，切实保证关联交易的公允性。董事会审议相关关联交易议案时，独立董事发表事前认可意见和独立意见，关联董事回避表决；在公司股东大会审议相关关联交易议案时，关联股东将回避表决。”

因此，本次募投项目建设完成后预计新增关联交易金额较小，就新增关联交易上市公司将履行审议程序并公允定价，因此本次募投项目建设后的关联交

易不属于显失公允的关联交易，不会严重影响上市公司生产经营的独立性。

3、公司向宁夏银仪电力工程有限公司采购的情况说明

综合以上情况，本次募投项目的建设过程中及建设完成后，预计会新增与宁夏银仪电力工程有限公司关联交易，具体情况如下：

建设阶段	性质	时间	内容	采购金额（不含税）	公允性	审议程序
募投项目建设过程中	已签订采购合同的关联采购	2022 年	针对项目一的施工建设，2022 年 11 月、12 月公司分别与宁夏银仪电力工程有限公司签订了 946 万元、998.37 万元（含税）的合同。	1,270.25 万元	参照以往类似或市场同类项目的报价情况以及周边市场情况，通过谈判并经多次报价协商确定	九届二次董事会
		2023 年	针对项目一的施工建设，2023 年 3 月公司与宁夏银仪电力工程有限公司签订了 3,718.19 万元（含税）的合同。	预计不超过 4,500 万元		九届二次董事会、2022 年年度股东大会
	尚未签订采购合同的关联采购	2023 年	针对项目二、项目三的施工建设，预计公司会与宁夏银仪电力工程有限公司签订施工合同。			
募投项目建设完成后	尚未签订采购合同的关联采购	2023 年及以后各年	募投项目进入稳定运营期后，公司将继续向宁夏银仪电力工程有限公司采购对新能源发电场的检修等服务	根据实际需求确定	采取与原同类型服务相同的定价方式，即参照以往类似或市场同类项目的报价情况，经双方协商确定	根据采购金额履行相应的关联交易审批程序

报告期内，公司向宁夏银仪电力工程有限公司采购的具体情况如下：

单位：万元

关联方名称	关联交易内容	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
宁夏银仪电力工程有限公司	工程及检修检测服务	1,431.30	1,726.42	270.48	157.96
	检修备件等物资	5.46	24.81	23.43	-
合计	-	1,436.76	1,751.23	293.91	157.96

如前所述，预计2023年度公司因募投项目建设与宁夏银仪电力工程有限公司之间将新增共计约4,500万元的关联采购，新增关联交易较2022年度增长156.96%、较2021年度增长1431.08%，主要系2022年下半年公司开始建设募投

项目一，而2020年度及2021年度公司并无新建发电项目。

公司向宁夏银仪电力工程有限公司采购的工程线路建设及检测检修服务均为公司发电场站在建设和运行过程中所必须的劳务服务，宁夏银仪电力工程有限公司成立于2006年2月，具备电力工程施工总承包资质，其多年来从事电力设施承装、承修、承试、检测检修等业务，专业性较强，且其作为中国铝业下属公司，可与公司发挥较好的协同作用，加之其对于公司的发电场站较为熟悉，该项采购具备必要性。

公司向宁夏银仪电力工程有限公司的工程施工服务采购，通过招标评比或者单一来源，结合市场第三方公司报价情况，与宁夏银仪电力工程有限公司进行谈判后，最终确定每项工程服务的价格，采购价格公允。

公司通过宁夏银仪电力工程有限公司采购项目一相关建设工程的合同价格与市场第三方公司报价情况具体如下：

建设工程	供应商	金额（万元）
项目一200兆瓦光伏区工程的设备安装及土建施工	供应商1	3,900.00
	供应商2	3,860.00
	供应商3	3,640.00
	宁夏银仪电力工程有限公司	3,718.19
项目一50兆瓦光伏区工程的设备安装及土建施工	供应商1	960.00
	供应商2	1,250.00
	供应商3	1,175.00
	宁夏银仪电力工程有限公司	998.37
项目一110KV送出线路施工工程	供应商1	1,026.00
	供应商2	1,100.00
	供应商3	938.00
	宁夏银仪电力工程有限公司	946.00

本次募投项目建设已发生的公司与宁夏银仪电力工程有限公司的关联采购已按照公司与宁夏银仪电力工程有限公司以往的采购模式，参照以往或类似项目的报价情况以及周边市场情况，通过单一来源采购谈判并经多次报价协商后履行关联交易审批程序，定价方式公允。

对于尚未发生的公司与宁夏银仪电力工程有限公司之间的工程建设项目，公司将通过双方谈判，按照同类型项目市场价格并结合相关项目的建设成本进行定价，该定价方式与公司其他建设项目一致，定价方式公允。

募投项目进入稳定运营期后，公司将继续向宁夏银仪电力工程有限公司采购对新能源发电场的检修等服务，具体采购金额将根据实际需求确定，并采取与原同类型服务相同的定价方式，即参照以往类似或市场同类项目的报价情况，经双方协商确定，定价公允。

4、实际控制人、控股股东关于关联交易的承诺

为充分保护公司中小股东的利益，避免和减少与公司的关联交易，宁夏能源、中铝集团在2021年发行股份及支付现金购买资产过程中做出关于减少和规范关联交易的承诺，该等承诺的具体情况如下：

承诺主体	承诺内容	本次募投项目是否存在违反承诺的情形
宁夏能源	1、本次交易完成后，在不对银星能源及其全体股东的利益构成不利影响的前提下，本公司承诺将尽可能地避免和减少与银星能源及其下属公司之间将来可能发生的关联交易。	否
	2、对于本公司无法避免或者有合理原因而发生的关联交易以及其他持续经营与银星能源及其下属公司所发生的必要的关联交易，在不与法律、法规相抵触的前提下，在权利所及范围内，本公司承诺将遵循市场公正、公平、公开的原则，并依法签订协议，履行合法程序，按照银星能源公司章程、有关法律法规和《深圳证券交易所股票上市规则》等有关规定履行信息披露义务和办理有关报批程序，保证不通过关联交易损害银星能源及其他股东的合法权益。	否
	3、本公司不以与市场价格相比显失公允的条件与银星能源及其下属企业进行交易，亦不利用控制地位从事任何损害银星能源及其他股东合法权益的行为。	否
	4、本公司将严格按照《公司法》、《上市公司治理准则》等法律法规以及银星能源章程的有关规定行使股东权利；在股东大会对有关涉及本公司事项的关联交易进行表决时，履行回避表决的义务。本公司承诺杜绝一切非法占用银星能源的资金、资产的行为，在任何情况下，不要求银星能源违规向本公司提供任何形式的担保。	否
	5、本公司有关规范关联交易的承诺，同样适用于本公司控制的其他企业（银星能源及其子公司除外），本公司将在合法权限范围内促成本公司控制的其他企业履行规范与银星能源之间已经存在或可能发生的关联交易的义务。	否
	6、如因本公司未履行本承诺函所作的承诺而给银星能源造成一切损失和后果，本公司承担赔偿责任。	否
中铝集	1、本次交易完成后，在不对银星能源及其全体股东的利益构	否

团	成不利影响的前提下，本公司承诺将尽可能地避免和减少与银星能源及其下属公司之间将来可能发生的关联交易。	
	2、对于本公司无法避免或者有合理原因而发生的关联交易以及其他持续经营与银星能源及其下属公司所发生的必要的关联交易，在不与法律、法规相抵触的前提下，在权利所及范围内，本公司承诺将遵循市场公正、公平、公开的原则，并依法签订协议，履行合法程序，按照银星能源公司章程、有关法律法规和《深圳证券交易所股票上市规则》等有关规定履行信息披露义务和办理有关报批程序，保证不通过关联交易损害银星能源及其他股东的合法权益。	否
	3、本公司不以与市场价格相比显失公允的条件与银星能源及其下属企业进行交易，亦不利用控制地位从事任何损害银星能源及银星能源其他股东合法权益的行为。	否
	4、本公司将严格按照《公司法》、《上市公司治理准则》等法律法规以及宁夏能源章程的有关规定行使股东权利；在股东大会对有关涉及本公司事项的关联交易进行表决时，履行回避表决的义务。本公司承诺杜绝一切非法占用银星能源的资金、资产的行为，在任何情况下，不要求银星能源违规向本公司提供任何形式的担保。	否
	5、本公司有关规范关联交易的承诺，同样适用于本公司控制的其他企业（银星能源及其子公司除外），本公司将在合法权限范围内促成本公司控制的其他企业履行规范与银星能源之间已经存在或可能发生的关联交易的义务。	否
	6、如因本公司未履行本承诺函所作的承诺而给银星能源造成一切损失和后果，本公司承担赔偿责任。	否

综上，本次募投项目新增关联交易不属于显失公平的关联交易，且公司控股股东、实际控制人已出具关于减少和规范关联交易的承诺，公司实施本次募投项目不存在违反相关承诺的情形，不会严重影响上市公司生产经营的独立性。

（三）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（四）募投项目新增关联交易的风险

报告期内，公司向关联方采购的金额分别为1,068.32万元、1,850.82万元、3,944.98万元及1,953.47万元，占各期营业成本的比例分别为1.25%、2.03%、4.87%及9.55%，公司向关联方销售的金额分别为6,251.26万元、2,581.51万元、4,547.66万元及1,082.04万元，占各期营业收入的比例分别为5.20%、1.90%、3.91%及3.56%。

除日常关联销售和关联采购外，公司与中铝财务公司之间亦存在直接借款、

日常存款、保理融资、委托贷款等资金往来。同时公司为了进一步满足日常资金需求，加入了中国铝业的资金池业务。公司与中铝财务公司以及中国铝业之间的资金往来主要由于新能源发电行业属于资金密集性行业，公司为满足日常生产经营以及风电场建设过程中需要的大量资金而进行的资金筹措。

公司本次募投项目宁东250兆瓦光伏复合发电项目、老旧风机“以大代小”等容更新改造项目的建设涉及发电场区域的土建施工改造、送出线路的施工及改造等内容，根据各募投项目的建设施工投资预计情况，本次募投项目在建设实施过程预计将新增对宁夏银仪电力工程有限公司的关联采购，采购内容主要为土建施工改造、电力送出线路的施工及改造、设备安装等。本次募投项目建成投入运营后，预计继续向关联方采购新能源发电场的检修服务，与公司目前存量新能源发电场向关联方采购的检修服务内容预计相同。

若未来公司不能有效执行与关联交易相关的内部控制制度，出现内部控制有效性不足、公司治理不规范等情况，可能存在关联方利用关联交易损害公司或中小股东利益的风险。同时，由于关联交易需经董事会以及股东大会审议通过，关联董事、关联股东回避表决，若未来相关交易未通过董事会或股东会审核，则可能出现公司无法与关联方进行交易的情况，对公司的生产经营造成一定风险。”

四、结合本次募投项目具体投资构成和合理性、各项投资是否为资本性支出等，说明补流比例是否符合《证券期货法律适用意见第18号》有关规定

（一）本次发行拟投入募投项目具体投资构成和合理性、投资是否为资本性支出情况

公司主营业务为风力发电及光伏发电，本次发行募集资金将用于宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目、宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目、宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目以及补充流动资金。 募投项目的具体情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	投资总额	拟投入募集资金

序号	项目名称	投资总额	拟投入募集资金
1	宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目	107,429.00	67,260.00
2	宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目	30,064.00	24,000.00
3	宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目	16,056.00	13,000.00
4	补充流动资金	35,194.88	35,194.88
合计		188,743.88	139,454.88

上述募投项目中除“补充流动资金”项目所用募集资金属于非资本性支出外，其他募投项目所用募集资金均用于资本性支出。本次募投项目的具体投资构成及资本性支出情况如下：

（1）宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目具体投资构成及资本性支出情况

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例	是否属于资本性支出	募集资金投资额（万元）
1	**建设投资**	**106,639.01**	**99.26%**	-	**67,260.00**
1.1	设备及安装工程费	89,760.06	83.55%	是	**60,000.00**
1.2	建筑工程费	5,924.48	5.51%	是	**5,000.00**
1.3	其他费用	8,863.51	8.25%	-	**2,260.00**
1.3.1	项目建设用地费	5,158.06	4.80%	是	**2,260.00**
1.3.2	项目建设管理费	2,655.43	2.47%	否	-
1.3.3	勘察设计费	380.00	0.35%	否	-
1.3.4	水土保持设施补偿费	366.41	0.34%	是	-
1.3.5	公用设施建设摊销	250.00	0.23%	是	-
1.3.6	生产准备费	53.62	0.05%	否	-
1.4	基本预备费用	2,090.96	1.95%	否	-
2	建设期利息	789.99	0.74%	否	-
3	铺底流动资金	-	0.00%	-	-
总投资		**107,429.00**	**100.00%**	-	-
其中：资本性支出部分合计		**101,459.01**	**94.44%**	-	**67,260.00**

（2）宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目具体投资构成及资本性支出情况

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例	是否属于资本性支出	募集资金投资额（万元）

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例	是否属于资本性支出	募集资金投资额（万元）
1	**建设投资**	**30,064.00**	**100.00%**	-	**24,000.00**
1.1	施工辅助工程费	279.68	0.93%	是	**279.68**
1.2	设备及安装工程费	26,279.38	87.41%	是	**23,577.71**
1.3	建筑工程费	2,041.81	6.79%	是	**142.62**
1.4	其他费用	1,165.49	3.88%	-	-
1.4.1	项目建设用地费	18.72	0.06%	是	-
1.4.2	工程前期费	240.00	0.80%	否	-
1.4.3	项目建设管理费	638.39	2.12%	否	-
1.4.4	勘察设计费	268.38	0.89%	否	-
1.5	基本预备费用	297.66	0.99%	否	-
总投资		**30,064.00**	**100.00%**	-	-
其中：资本性支出部分合计		**28,619.59**	**95.20%**	-	**24,000.00**

（3）宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目具体投资构成及资本性支出情况

序号	工程或费用名称	投资合计金额（万元）	占总投资比例	是否属于资本性支出	募集资金投资额（万元）
1	**建设投资**	**16,056.00**	**100.00%**	-	**13,000.00**
1.1	施工辅助工程费	208.20	1.30%	是	**208.20**
1.2	设备及安装工程费	13,724.43	85.48%	是	**12,180.50**
1.3	建筑工程费	996.74	6.21%	是	**611.30**
1.4	其他费用	967.66	6.03%	-	-
1.4.1	项目建设用地费	209.53	1.30%	是	-
1.4.2	工程前期费	240.00	1.49%	否	-
1.4.3	项目建设管理费	318.13	1.98%	否	-
1.4.4	勘察设计费	200.00	1.25%	否	-
1.5	基本预备费用	158.97	0.99%	否	-
总投资		**16,056.00**	**100.00%**	-	-
其中：资本性支出部分合计		**15,138.90**	**94.29%**	-	**13,000.00**

综上所述，根据本次募投项目情况编制可行性研究报告，公司本次发行募投项目的具体投资构成合理。除“补充流动资金”项目所用募集资金全部属于

非资本性支出外，本次发行股票募集资金将用于项目建设投资，且均用于资本性支出部分，不存在用于支付预备费、铺底流动资金等非资本性支出的情况。

（二）本次发行补流比例符合《证券期货法律适用意见第18号》有关规定

本次发行股票募集资金总额不超过 139,454.88 万元。本次募集资金不高于 35,194.88 万元将用于补充流动资金，以满足公司资金需求，从而提高公司抗风险能力和持续盈利能力。基于前述数据计算，发行人用于补充流动资金的比例为 25.24%，未超过募集资金总额的百分之三十，符合《证券期货法律适用意见第 18 号》有关规定。

五、项目一、项目三用地的计划、取得土地的具体安排、进度，其土地性质是否符合相关规定，如无法取得项目用地拟采取的替代措施；项目一生产经营期与土地租赁合同期限不匹配的解决措施，如何保障项目一后续经营的稳定性；

（一）项目一、项目三用地的计划、取得土地的具体安排、进度

1、项目一、项目三用地安排情况

截至本问询函回复出具日，公司本次募投项目一、项目三主要用地的取得情况具体如下：

序号	用地情况	用地方式	取得土地进度
1	项目一光伏矩阵用地	租赁	已与宁夏宁东能源化工基地管委会自然资源局签署租赁合同
2	项目一升压站用地	自有	已取得“宁（2023）灵武市不动产权第0002743号”土地权属证书
3	项目三风机用地	自有	已取得“青国用（2014）第 60091 号、青国用（2014）第 60094 号”土地权属证书
4	项目三风机新增用地	自有	**已取得建设用地批复，目前正在办理土地招拍挂手续**

根据上表，除项目三风机新增用地尚在办理**土地招拍挂**手续外，项目一和项目三其他主要用地已均已取得土地权属证书或签署租赁协议。就项目三风机新增用地，青铜峡市自然资源局已出具《说明》，明确该建设项目符合国家及

地方的土地政策及城乡规划、国土空间用途管制要求，在取得正式农用地转用批复、完成土地招拍挂竞拍并签订土地出让合同后，办理土地权属证书，不存在实质性障碍。**截至本问询函回复出具日，公司正在有序推进项目三新增用地办证工作，具体进度如下：**

项目三新增用地进度节点	办证进展	具体办理情况
建设项目立项	已完成	2022 年 12 月 15 日取得《宁夏回族自治区企业投资项目备案证》（项目代码：2203-640381-04-02-115445）
建设项目用地选址	已完成	2023 年 3 月 31 日取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 640381202300019 号）
建设项目用地预审	已完成	2023 年 3 月 31 日取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 640381202300019 号）
项目用地勘测定界	已完成	2022 年 11 月 10 日，由宁夏恒合规划测绘有限公司进行勘测定界确定用地范围及面积，出具《土地勘测定界技术报告书》
建设项目用地报批	已完成	2023 年 5 月 29 日取得《自治区人民政府关于宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6 兆瓦老旧风机“以大代小”更新项目建设用地的批复》（宁政土批字[2023]117 号）
土地招拍挂竞拍	正在办理	-
签订土地出让合同	正在办理	-
办理不动产权证书	正在办理	-

2、项目三需要新增土地的原因

由于项目二原风电场所用土地可以满足改造后的风机机组使用，而项目三无法满足，故而同为等容更新改造项目，项目三需要新增土地。

项目二原风机采用丹麦 Vestas 公司生产的850kW 型风电机组，轮毂高度65米；项目三原风机采用西班牙 Gamesa 公司生产的850kW 型风电机组，轮毂高度55米。轮毂高度越高，架设风机需要土地面积越大。除受轮毂高度及机型影响外，风机的建设固定方式不同亦会使得所需土地大小不同，加之项目二原风电场在设计时考虑一定裕度，进而导致项目二原征地面积能够满足本次更新改造选用的风机机组，无需新增土地。

项目三因原征地面积不满足本次更新改造选用的风机机组用地需求，结合本次更新改造用地需求并综合考虑一定裕度，因此项目三本次新增用地面积2,409平方米。

（二）项目一、项目三主要用地土地性质符合相关规定，不存在无法取得项目用地的情形

本次募投项目中项目一、项目三用地土地性质符合相关规定，具体如下：

（1）项目一主要用地

项目一的主要用地包括光伏矩阵用地和升压站用地，具体分别分析如下：

①光伏矩阵用地

项目一的光伏矩阵用地拟以租赁方式使用 3,657,932 平方米的国有土地，银星能源宁东分公司已于 2023 年 3 月 7 日同宁夏宁东能源化工基地管委会自然资源局（以下简称“宁东管委会自然资源局”）签订《银星能源宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目土地租赁合同》（以下简称租赁合同）。根据租赁合同，上述土地类型主要为农用地（天然牧草地、设施农用地和农村道路）及未利用地（沙地）。

根据自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司发布的《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（施行日期：2023 年 3 月 20 日），在通知施行之前，已按照《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规〔2017〕8 号）规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行。根据《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》的规定，“使用未利用地的，光伏方阵用地部分可按原地类认定，不改变土地用途，用地允许以租赁等方式取得”“对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目，利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质”。根据宁夏回族自治区发展和改革委员会出具的《宁夏回族自治区企业投资项目备案证》，项目一为光伏复合发电项目，且系于《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》施行之前立项，因此项目一用地主要为农用地（天然牧草地、设施农用地和农村道路）及未利用地（沙地）且以租赁方式取得符合上述规定。

②升压站用地

升压站用地拟使用宁东基地东湾村 6,095 平方米的土地。银星能源宁东分公司已于 2023 年 4 月 14 日取得“宁（2023）灵武市不动产权第 0002743 号”土地权属证书，土地使用权类型为划拨，土地用途为公用设施用地，土地使用权面积 6,095 平方米。

根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），公用设施用地属于建设用地的范围，其指用于城乡基础设施的用地，包括供水、排水污水处理、供电、供热、供气、邮政、电信、消防、环卫、公用设施维修等用地。新能源发电项目升压站用地为电力设施用地，符合前述法规关于“公用设施用地”定义的用途。此外，根据《中华人民共和国土地管理法》和《划拨用地目录》，新能源发电项目升压站等电力设施用地为国家重点扶持的能源、交通、水利等基础设施用地，可以以划拨方式获取项目用地使用权。因此本项目升压站用地为公用设施用地且以划拨方式取得符合相关规定。

（2）项目三主要用地

项目三的主要用地包括原项目风机点位用地和因风机基础扩大而需新增使用的土地，具体分别分析如下：

①原项目风机点位拟继续使用银星能源持有的青国用（2014）第 60091 号、青国用（2014）第 60094 号国有土地使用证项下面积合计 10,800 平方米的土地，两宗土地使用权类型为出让，土地用途为公共设施用地。根据上文所述，新能源发电项目用地为公共设施用地符合相关规定。

②因风机基础扩大而需新增使用的 2,409 平方米土地，根据宁夏回族自治区青铜峡市自然资源局出具的《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 640381202300019 号）**和《自治区人民政府关于宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6 兆瓦老旧风机“以大代小”更新项目建设用地的批复》（宁政土批字[2023]117 号）**，该宗土地为建设用地。就上述土地，公司已取得青铜峡市自然资源局出具的《说明》，明确该建设项目符合国家及地方的土地政策及城乡规划、国土空间用途管制要求，在取得正式农用地转用批复、完成土地招拍挂竞拍并签订土地出让合同后，可办理取得土地权属证书，不存在实质性障碍。

综上，项目一、项目三的主要用地土地性质符合相关规定，宁夏回族自治区青铜峡市自然资源局已就项目三风机新增用地出具宗土地批复后按规定办理土地使用权证书不存在实质性障碍的说明，公司项目一、项目三不存在无法取得项目用地的情形。

（三）项目一生产经营期与土地租赁合同期限不匹配的解决措施

根据银星能源宁东分公司于 2023 年 3 月 7 日同宁夏宁东能源化工基地管委会自然资源局（以下简称“宁东管委会自然资源局”）签订的《银星能源宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目土地租赁合同》（以下简称“《租赁合同》”），银星宁东分公司向宁东管委会自然资源局租赁位于灵武市宁东镇境内 365.7932 公顷（5,486.9 亩）的国有土地用以建设银星能源宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目，租赁期限为 20 年，租赁期限届满后如银星能源宁东分公司需续租，同等条件下宁东管委会自然资源局应优先租赁给银星能源宁东分公司。

根据上述约定，在租赁期满后，同等条件下银星能源宁东分公司享有续租

权，无法继续租赁的风险较小。因此，项目一按照25年运行期进行效益测算具有合理性。但基于谨慎考虑，公司对项目一采用20年运行期进行效益测算，因此项目一生产经营期与土地租赁合同期限能够匹配，不会对项目后续经营的稳定性产生不利影响。

（四）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（三）募投项目部分用地尚未取得土地使用权证的风险

截至本募集说明书签署之日，本次募投项目宁东250兆瓦光伏复合发电项目的光伏矩阵用地已与宁夏宁东能源化工基地管委会自然资源局签署租赁期限为20年的租赁合同，升压站用地已取得不动产权证书。同时，宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目不涉及新增土地；宁夏银星能源贺兰山风电场30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目风机新增用地已取得建设用地批复，正在有序推进用地办证，预计不存在办理障碍，但若未来相关政策出现重大调整，仍可能存在因政策变动及相关程序延迟等导致其无法及时取得土地使用权证的风险。”

六、结合风电、光伏行业发展趋势、募投项目新增产能情况、相关政策文件、合同协议明细内容等，说明募投项目新增产能的消纳措施，是否存在弃风弃电的风险

（一）募投项目新增产能情况

募投项目中宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目，装机规模为 250MW；宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目和宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目为等容更新改造项目，不存在新增产能的情况。

因此，本次发行的募投项目建成投产后，将增加公司光伏发电装机容量

250MW。

（二）行业相关政策文件、合同协议明细内容等

1、国家和地方政策鼓励新能源电力发展

2021 年 10 月，中共中央、国务院印发《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，要求到 2025 年，非化石能源消费比重达到 20%左右；到 2030 年，非化石能源消费比重达到 25%左右；到 2060 年，非化石能源消费比重达到 80%以上。

2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》中要求，“十四五”时期，单位 GDP 能耗五年累计下降 13.5%，单位 GDP 二氧化碳排放五年累计下降 18%，到 2025 年非化石能源消费比重提高到 20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右。

2022 年 9 月，宁夏自治区政府发布的《宁夏回族自治区能源发展“十四五”规划》中提到，“十四五”时期，到 2025 年全区非化石能源消费量占一次能源消费比重提高到 15%左右，可再生能源电力消纳比重提高到 30%以上。

在碳达峰、碳中和背景下，未来我国电源结构将持续向非石化能源倾斜，能源消费结构调整将进一步加速，风光等新能源电力在全社会用电比重将得到大幅提升。而清洁电力产出比例提升有利于本次募投项目电力产出的消纳。

2、募投项目新增产能在新能源上网政策保障范畴

《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定，“电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务”。2016 年，国家发改委颁布《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》，进一步细化了可再生能源全额消纳的制度。同时，国家发改委、国家能源局颁布了《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，针对部分存在弃风情况的地区设立了最低保障收购年利用小时数。此外超出最低保障部分，也可通过市场化交易的方式，保障产能的良好消纳。

2019 年，国家发改委、国家能源局颁布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，鼓励具备跨省跨区输电通道的送端地区优先配置无补贴风电、光伏发电项目，对无补贴风电、光伏发电项目要严格落实优先上网和全额保障性收购政策，不要求参与跨区电力市场化交易。

上述法规和政策明确了可再生能源保障性收购政策，本次发行的募投项目新增产能属于可再生能源上网政策保障范畴，此外由于新增产能项目为无补贴光伏发电项目，根据《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，新增产能享受优先上网和保障性收购政策，有利于项目产能的消纳。

3、宁夏地区电力产出的外送消纳规模将进一步增大

宁夏是我国重要的新能源生产、输送基地，也是我国“西电东送”的网架枢纽。近年来宁夏电力外送规模逐渐增大，现通过 4 回 750kV 线路与西北电网联网运行，通过 1 回±660kV 直流线路向山东电网送电，通过 1 回±800kV 直流线路向浙江电网送电，与±800kV 昭沂直流送端伊克昭换流站通过 3 回 750kV 交流线路联络。“十四五”期间，宁夏将建成以新能源外送为主的宁夏至华中±800 千伏特高压直流输电工程，全面形成向华北、华东、华中直流送电格局，进一步扩大新能源开发和电力外送规模，提高可再生能源输送比重和通道利用效率。

而募投项目宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目是由宁夏自治区政府主导，隶属于《宁夏自治区第一批大型风电光伏基地建设项目清单》中的宁夏银东直流外送通道配套外送 100 万千瓦大型光伏基地项目，主要依托银东直流外送通道建设，通过银东直流全部外送山东消纳，配套的火电机组将通过深度调峰运行解决新能源电量消纳。

宁夏新能源电力的外送消纳能力的提升，为本次募投项目电力产出的消纳提供有效的通道保障。

4、购售电合同相关内容

由于宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目未建设完成，尚未与电网公司签订《购售电合同》，未来募投项目建设完成全容量并网发电后，其将与电网公司签

订《购售电合同》。

（三）募投项目新增产能的消纳措施

为了充分发掘沙漠、戈壁、荒漠广袤的土地资源和充沛的光照资源，国家发改委、国家能源局于 2021 年 11 月出具了《关于印发第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单的通知》（以下简称“《通知》”），其附件《宁夏地区第一批大型风电光伏基地建设项目清单》中包括“宁夏银东直流外送 100 万千瓦光伏项目”，该项目所发电量将通过宁夏银川宁东至山东±660 千伏直流输电工程（银东直流）输送至山东负荷中心消纳。本次发行的募投项目宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目为“宁夏银东直流外送 100 万千瓦光伏项目”的**组成部分。《通知》要求各地按照清单，结合落实“十四五”可再生能源发展规划，进一步落实并网消纳条件。2022 年 1 月 30 日，国家发改委、国家能源局发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，提出要加快推进沙戈荒地区大型风电、光伏发电基地建设，建立保障新能源输送机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。**因此其产能消纳在政府项目规划层面具有一定保障，具体情况参见本题回复之“（二）行业相关政策文件、合同协议明细内容等”之“3、宁夏地区电力产出的外送消纳规模将进一步增大”。

截至 2023 年 3 月 31 日，发行人已就宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目与宁夏电网签署《并网调度协议》，其中 25 兆瓦发电项目已经建成并入宁夏电网。

此外，公司将通过提升电力营销能力，完善以市场为导向的营销体系，精准电量交易计划，跟踪外送通道建设进度，积极参与跨区电量交易，提高公司新能源利用率，降低电力消纳风险对公司的影响。同时积极参与电力市场，加强电力市场政策研究，及时关注相关市场信息，合理参与中长期市场，稳妥参加现货市场，做好中长期市场与现货市场的衔接。进一步加强信息收集、分析，研判电力市场发展趋势和变化特点，优化交易策略，提升电量交易水平，保证电量最大化消纳。

（四）募投项目弃风弃电的风险较低

根据《解决弃水弃风弃光问题实施方案》《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》等相关政策，国家大力促进清洁能源的消纳。2016 到 2022 年期间我国弃风率从 17.1%下降到 3.2%，弃光率从 10.3%下降到 1.70%，风电和光伏发电的利用率均大幅提高。

根据宁夏电力调度控制中心调度运行月报，自 2017 年以来宁夏弃风弃光率开始呈现降低趋势，近三年年均限电率仅为 2.16%，2022 年弃风率为 1.48%，弃光率为 2.62%。

由上可知，近年全国及宁夏风电、光伏发电利用率保持较高水平，弃风弃光率较低，电力消纳情况较好。

综上，本次发行募投项目属于国家和地方未来大力支持的新能源发电产业，项目新增新能源电力消纳措施较好，未来弃风弃光风险较低。

（五）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（二）募投项目新增产能消纳不及预期的风险

本次募投项目建成并网后，公司将新增 250MW 的光伏发电装机容量，老旧风机“以大代小”等容更新改造项目亦将提高公司风力发电的利用小时数。但由于公司并网发电项目均需遵循电网公司的统一调度，公司新增产能的消纳仍须依赖电网公司的电量输送以及下游市场对于电力的使用需求。

本次募投项目的建设地位于我国西北地区，相比于东部地区，西北地区工商业企业数量相对较少，电量需求有限，从而导致西北地区的电力消纳能力有限。随着近年来新能源发电装机量的不断提升，若宁夏地区的外送输电线路等基础建设不及预期，无法与地区新增的产能相匹配；或出现地区电力需求降低、电网整体负荷变化等情况，可能出现公司募投项目新增产能消纳不及预期的情况，会对募投项目的效益产生不利影响。”

七、项目二、项目三技改后在原风电场运营期限内的发电量可以全额享受补贴电价的政策依据，是否需要履行有关部门审批、备案等程序；

根据宁夏回族自治区发展改革委《关于开展宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点的通知》（宁发改能源（发展）〔2021〕601 号）的规定，等容更新项目严格按照《财政部 发展改革委 国家能源局关于＜关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见＞有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）的有关要求，延续原项目电价补贴政策执行到期，到期后按新增并网项目执行电价。

此外，青铜峡市发展和改革局已出具《证明》，确认上述项目建成后执行原项目电价补贴政策至规定期限后按照新增并网项目执行电价，无需另行履行审批或备案等程序。

八、结合在手订单或意向性合同、竞争对手、同行业同类或类似项目情况，募投项目收益情况的测算过程、测算依据，包括各年预测收入构成、销量、毛利率、净利润、项目税后内部收益率的具体计算过程和可实现性等，说明募投项目效益测算的合理性及谨慎性

（一）在手订单或意向性合同、竞争对手、同行业同类或类似项目情况

1、在手订单或意向性合同情况

公司的募投项目目前处于建设阶段或建设准备阶段，因此按照宁夏电网公司并网发电的有关制度，现阶段公司未与宁夏电网公司签订购售电合同。

针对宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目，公司已与宁夏电网公司签订了《新能源场站并网调度协议》，预计未来签订购售电合同不存在障碍。

针对宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目和宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目，原风电场机组已与宁夏电网公司签订了年度购售电合同，未来更新改造后

将重新签订相关协议，预计签订购售电合同不存在障碍。

2、竞争对手情况

由于除保障性范围内的计划上网电量外，主要为市场竞价的交易电量，因此公司与宁夏地区的新能源发电企业存在一定的竞争关系。

根据《宁夏电网 2022 年 12 月份调度运行月报》，公司在宁夏新能源发电领域的主要竞争对手包括华电新能源集团股份有限公司、宁夏嘉泽新能源股份有限公司、国电电力发展股份有限公司、中国大唐集团新能源股份有限公司等。考虑到新能源电厂的容量和建设投产均受国家发改委、国家能源局等主管部门的规划和调控，电力市场处于良性竞争状态。

（二）宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目收益测算

本项目建成达产后，预计实现年均营业收入 9,873.86 万元，年均净利润 3,190.96 万元，所得税后内部收益率为 5.71%，所得税后静态投资回收期为 12.3 年（含建设期），经济效益良好。

1、收入测算

本项目的收入均为电费收入，电费收入=上网电量*上网电价。本项目预测期内（假设运营期 20 年）的收入情况如下：

项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5-20 年
装机容量 a（MW）	250	250	250	250	250
平均利用小时数 b（h）	1,622.75	1,622.75	1,622.75	1,622.75	1,622.75
年均上网电量 c=a*b（万 kwh）	40,572.58	40,572.58	40,572.58	40,572.58	40,572.58
上网电价 d（元/kwh）	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
营业收入 e=c*d（万元）	9,873.86	9,873.86	9,873.86	9,873.86	9,873.86

注：表中上网电价为不含税电价，收入为不含税收入。第 1 年为运营期首年

（1）上网电量

宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目的总装机容量为 250MW。

发电利用小时数是根据项目所在地的光照水平、发电机组设备衰减系数、

项目建成后的系统发电效率、存续年限等因素测算得出的，为 1,622.75 小时。

年均上网电量=装机容量*平均利用小时数，年均上网电量为 40,572.58 万 kWh。

（2）上网电价

本项目上网电价因宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目是银东直流配套的外送山东的光伏项目，故而在测算本项目的上网电价时，参考《2023 年 1-12 月西北送山东集中竞价直接交易公告》，结合山东标杆电价及西北送山东集中竞价直接交易电网公司等各环节价格（含跨省跨区输电工程降价分享空间）测算确定本项目预计的电费价格，为 0.275 元/kWh（含税）。

综合上网电量及上网电价的测算，本项目预计实现年均营业收入 9,873.86 万元。

2、总成本费用测算

本项目总成本费用主要包括折旧摊销费、修理费、人工成本、利息支出及其他费用。

折旧摊销费：项目除储能系统以外的各类固定资产折旧年限取 20 年，残值率 5%，储能系统折旧年限取 10 年，残值率 5%，土地使用权摊销年限取 50 年；

修理费：费率按投产后前 6 年取 0.1% ，之后每 5 年增加 0.1%，基数为固定资产价值；

人工成本：参考上市公司现有新能源电站运营人员构成及人工成本计算；

利息支出：固定资产在运行期应从成本中支付的借款利息；

其他费用：主要为土地使用税及土地租金，保险费和材料费。

具体测算如下：

单位：万元

序号	项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	发电成本	6,801.64	6,801.64	6,801.64	6,801.64	…	5,019.34	5,019.34	5,109.74	5,109.74	5,109.74
1.1	折旧、摊销	4,709.81	4,709.81	4,709.81	4,709.81	…	3,881.69	3,881.69	3,881.69	3,881.69	3,881.69
1.2	修理费	90.40	90.40	90.40	90.40	…	271.20	271.20	361.60	361.60	361.60
1.3	人工成本	112.00	112.00	112.00	112.00	…	112.00	112.00	112.00	112.00	112.00
1.4	利息支出	1,184.99	1,184.99	1,184.99	1,184.99	…	-	-	-	-	-
1.5	其他	704.45	704.45	704.45	704.45	…	704.45	704.45	704.45	704.45	704.45
1.5.1	其中：土地使用税	488.54	488.54	488.54	488.54	…	488.54	488.54	488.54	488.54	488.54
1.5.2	土地租金	68.59	68.59	68.59	68.59	…	68.59	68.59	68.59	68.59	68.59
1.5.3	材料费	75.00	75.00	75.00	75.00	…	125.00	125.00	125.00	125.00	125.00
1.5.4	保险费	72.32	72.32	72.32	72.32	…	72.32	72.32	72.32	72.32	72.32
总成本费用		**6,801.64**	**6,801.64**	**6,801.64**	**6,801.64**	…	**5,019.34**	**5,019.34**	**5,109.74**	**5,109.74**	**5,109.74**

注：本表第 1 年为运营期首年

3、税金

增值税：电力产品增值税税率为 13%。

销售税金及附加：销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率取

5%，教育费附加费率取 5%（含地方教育附加 2%）。

所得税：依据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》，属于国家重点扶持的公共基础设施项目投资经营所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一至三年免征企业所得税，第四至六年减半征收企业所得税。根据财政部《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税，故 2030 年前按照 15%计列，2030 年后按照 25%计列。

4、项目毛利率、净利润测算

综合上述测算，项目年均毛利率 51.52%，年均净利率 32.81%，运营期各年具体测算如下：

单位：万元

序号	指标	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	毛利率	48.06%	48.06%	48.06%	48.06%	…	54.11%	53.20%	53.20%	53.20%	53.20%
2	净利润	3,069.25	3,069.25	3,069.25	2,685.60	…	3,546.26	3,479.34	3,479.34	3,479.34	3,479.34
3	净利率	31.08%	31.08%	31.08%	27.20%	…	35.92%	35.24%	35.24%	35.24%	35.24%

注：本表第 1 年为运营期首年

5、项目效益测算及项目税后内部收益率测算

根据上述产生的电费收入、发电成本费用及税收预计本项目未来各年度现金流情况，税后内部收益率为 5.71%，测算如下表所示：

单位：万元

序	项目	建设期	运营期

号			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	**现金流入**	**-**	**11,157.46**	**11,157.46**	**11,157.46**	**11,157.46**	**…**	**11,157.46**	**11,157.46**	**11,157.46**	**11,157.46**	**15,727.19**
1.1	营业收入	-	9,873.86	9,873.86	9,873.86	9,873.86	…	9,873.86	9,873.86	9,873.86	9,873.86	9,873.86
1.2	销项税额	-	1,283.60	1,283.60	1,283.60	1,283.60	…	1,283.60	1,283.60	1,283.60	1,283.60	1,283.60
1.3	补贴收入	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
1.4	回收资产余值	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	4,569.73
1.5	回收流动资金	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2	**现金流出**	**106,639.01**	**931.31**	**931.31**	**931.31**	**931.31**	**…**	**2,547.42**	**2,636.65**	**2,636.65**	**2,636.65**	**2,636.65**
2.1	建设投资	106,639.01	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2.2	流动资金	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2.3	经营成本	-	906.85	906.85	906.85	906.85	…	1,137.65	1,228.05	1,228.05	1,228.05	1,228.05
2.4	进项税额	-	21.50	21.50	21.50	21.50	…	51.51	63.26	63.26	63.26	63.26
2.5	应纳增值税额	-	-	-	-	-	…	1,232.10	1,220.34	1,220.34	1,220.34	1,220.34
2.6	税金及附加	-	2.96	2.96	2.96	2.96	…	126.17	125.00	125.00	125.00	125.00
2.7	维持运营投资	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
3	**所得税前净现金流量（1-2)**	**-106,639.01**	**10,226.15**	**10,226.15**	**10,226.15**	**10,226.15**	**…**	**8,610.04**	**8,520.81**	**8,520.81**	**8,520.81**	**13,090.54**
4	**累计所得税前净现金流量**	**-106,639.01**	**-96,412.86**	**-86,186.71**	**-75,960.57**	**-65,734.42**	**…**	**44,703.66**	**53,224.47**	**61,745.29**	**70,266.10**	**83,356.64**
5	**调整所得税**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**531.78**	**…**	**1,182.09**	**1,159.78**	**1,159.78**	**1,159.78**	**1,159.78**
6	**所得税后净现金流量（3-5）**	**-106,639.01**	**10,226.15**	**10,226.15**	**10,226.15**	**9,694.37**	**…**	**7,427.95**	**7,361.03**	**7,361.03**	**7,361.03**	**11,930.76**

序号	项目	建设期	运营期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
7	累计所得税后净现金流量	-106,639.01	-96,412.86	-86,186.71	-75,960.57	-66,266.20	…	32,559.05	39,920.08	47,281.11	54,642.15	66,572.91

综上所述，宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目效益测算具备合理性及谨慎性。

6、项目效益分析

（1）项目效益情况

根据前述测算，本项目建成达产后，预计实现的经济效益情况具体如下：

项目	宁东250兆瓦光伏复合发电项目
年均发电利用小时数（小时）	1,622.75
年均营业收入（万元）	9,873.86
年均毛利（万元）	5,021.94
年均净利润（万元）	3,190.96
年均毛利率	51.52%
年均净利率	32.81%
内部收益率（税后）	5.71%
投资回收期（税后）（年）	12.3

（2）公司光伏发电业务情况

报告期内，公司光伏发电业务情况具体如下：

单位：小时、万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
发电利用小时数	354	1,436	1,348	1,337
营业收入	1,997.62	7,390.64	6,827.34	5,690.63
营业成本	693.51	2,630.92	2,807.06	2,463.77
毛利	1,304.12	4,759.72	4,020.28	3,226.86
毛利率	65.28%	64.40%	58.88%	56.70%

由上表可知，发行人光伏发电业务毛利率逐年增加，一方面由于公司报告期内发电利用小时数逐年提升，发电量增加；另一方面由于发行人2022年营业成本当中的维修费用有所减少。因此发行人光伏发电业务毛利率逐年上升。

本次募投项目之宁东250兆瓦光伏复合发电项目的毛利率略低于公司存量光伏发电项目的毛利率，主要系公司存量光伏发电项目符合享受可再生能源补贴政策，使得平均电价高于宁东250兆瓦光伏复合发电项目。剔除可再生能源补贴电费收入后，公司光伏发电业务情况如下：

单位：万元

项目	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
营业收入	620.69	1,782.47	1,574.12	1,146.54
营业成本	693.51	2,630.92	2,807.06	2,463.77
毛利	-72.82	-848.45	-1,232.94	-1,317.23
毛利率	-11.73%	-47.60%	-78.33%	-114.89%

公司存量光伏项目与宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目的收入比较如下：

项目		2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
公司存量光伏项目	平均上网电价（元/kWh）	0.94	0.86	0.84	0.81
	利用小时数	354	1,436	1,348	1,337
	营业收入	1,997.62	7,390.64	6,827.34	5,690.63
	单位营业收入（元/kW）	332.94	1,231.77	1,137.89	1,083.93
项目		募投项目运营期			
募投项目一	平均上网电价（元/kWh）	0.24			
	利用小时数	1,622.75			
	营业收入	9,873.86			
	单位营业收入（元/kW）	394.95			

注：平均上网电价为营业收入/装机容量/发电利用小时；单位营业收入=营业收入/装机容量

由上表可知，本募投项目的单位营业收入较之公司存量光伏项目降低 65%左右，主要系公司存量光伏发电项目符合可再生能源补贴政策，上网电价较高。

公司存量光伏项目与宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目的成本比较如下：

项目		2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
存量项目	营业成本（万元）	693.51	2,630.92	2,807.06	2,463.77
	其中：折旧	588.01	2,378.42	2,373.71	2,064.47
	单位成本（元/kW）	115.59	438.49	467.84	469.29
	其中：单位折旧成本（元/kW）	98.00	396.40	395.62	393.23
项目		募投项目运营期			
募投项目一	营业成本（万元）	4,851.92			
	其中：折旧	4,294.07			

	单位成本（元/kW）	194.08
	其中：单位折旧成本（元/kW）	171.76

注：单位成本=营业成本/装机容量

由上表可知，本募投项目的单位成本较之公司存量光伏项目降低 60%左右。项目成本主要由固定资产折旧构成，公司存量光伏项目以及宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目均采用年限平均法进行折旧，因此项目每年的折旧金额取决于项目初始固定资产的投入金额。

公司存量光伏项目与宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目建设情况及固定资产投入情况具体如下：

项目		并网时间	装机容量（万 kW）	固定资产初始投入金额（万元）	单位固定资产投入（元/kW）
存量项目	吴忠孙家滩光伏项目	2013 年 3 月	2	20,543.49	10,271.75
	寺口子光电场	2013 年 12 月	1	12,660.54	12,660.54
	银星一井项目	2016 年 6 月	3	17,250.75	5,750.25
宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目		2023 年	25	90,401.30	3,616.05

注 1：寺口子光电场为公司通过抵债方式收购中卫市振发寺口光伏电力有限公司 100%股权取得；该光电场固定资产初始投入金额根据收购当年固定资产账面价值和已经折旧年限计算取得。

注 2：固定资产投入金额为相应项目初始建设的固定资产原值。

由上表可知，公司存量光伏项目分别于 2013 年及 2016 年并网发电，宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目的单位固定资产投入较之公司存量光伏项目降低约 68%和 37%。而光伏项目固定资产的初始投入金额在近年来大幅度降低，进而导致公司光伏项目每年的折旧金额大幅降低，单位成本大幅度下降。

综上所述，近年来光伏项目固定资产初始投入金额大幅降低导致的营业成本当中折旧金额的减少，在很大程度上抵消了光伏项目可再生能源补贴取消带来的营业收入下降但由于营业收入的降幅略高于营业成本的下降，因此公司募投项目毛利率仍略低于公司目前存量光伏项目毛利率。

综上，本次募投项目效益测算具备合理性和谨慎性。

（3）同行业或类似项目业务情况

公司将本次募投项目效益测算情况与部分同行业上市公司近期募投项目效益情况对比，其中光伏项目对比情况如下：

公司名称	光伏项目名称	项目时间	运营期平均毛利率	内部收益率（税后）	投资回收期（税后）（年）
天富能源	兵团北疆石河子100万千瓦光伏基地项目天富40万千瓦光伏发电项目	2022年	未披露	5.42%	14.42
粤水电	新疆巴楚县150兆瓦光储一体化项目	2021年	未披露	6.31%	12.39
晶科科技	渭南市白水县西固镇200MW光伏平价上网项目	2020年	未披露	9.22%	9.92
	讷河市125.3MW光伏平价上网项目		未披露	7.32%	11.59
吉电股份	广西崇左响水平价光伏项目	2020年	47.63%	7.44%	11.65
	山东寿光恒远平价光伏项目		49.71%	7.33%	11.65
广宇发展	青海乌图美仁70万千瓦光伏发电项目	2022年	54.91%	6.00%	12.94
均值		-	50.75%	7.01%	12.1
宁东250兆瓦光伏复合发电项目		2023年	51.52%	5.71%	12.3

注：项目时间为相关上市公司公告涉及相关项目预案的时间。

由上表可知，本次募投项目之宁东250兆瓦光伏复合发电项目的内部收益率和投资回收期处于同行业类似项目范围内，毛利率与同行业不存在显著差异。

综上所述，公司募投项目效益测算具备合理性和谨慎性。

（三）老旧风机“以大代小”等容更新改造项目

1、宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW老旧风机“以大代小”等容更新改造项目收益测算

本项目建成达产后，预计实现年均营业收入4,042.60万元；年均净利润1,788.14万元，所得税后内部收益率为10.63%，所得税后静态投资回收期为8.7年（含建设期），经济效益良好。

（1）收入测算

本项目的收入均为电费收入，电费收入=上网电量*上网电价。本项目上网电量主要依据项目所在地的风能资源、项目装机规模、发电机组设备衰减系数、项目建成后的系统发电效率、存续年限等因素测算得出等效利用发电小时数以及年均上网电量，分别为 2,740 小时/年以及 16,768.80 万 kWh/年。

上网电价根据《风电场改造升级及退役管理办法（征求意见稿）》、《<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），改造的各风电场在原运营期 20 年内仍可享受原批复电价，原批复电价为 0.53 元/kwh（含税），但考虑项目建设的不确定性可能导致项目享受原批复电价的时间缩短，因此基于谨慎性，本项目测算时对在原风电场剩余运营期内的电价统一按 0.5 元/kwh（含税）计算。根据各风电场运营起始时间分别确定可继续享受原批复电价的期限，超出原风电场运营期限的采用宁夏脱燃煤标杆电价，为 0.2595 元/kwh（含税）。本项目预测期内（假设运营期 20 年）的收入情况如下：

序号	项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5-20 年
1	营业收入（万元）	6,572.30	4,963.75	3,850.89	3,850.89	3,850.89
1.1	贺兰山一期（万元）	641.81	641.81	641.81	641.81	641.81
	上网电量（万 kwh）	2,794.80	2,794.80	2,794.80	2,794.80	2,794.80
	年利用小时数（h）	2,740.00	2,740.00	2,740.00	2,740.00	2,740.00
	单价（元/kwh）	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
1.2	贺兰山二期（万元）	377.74	327.20	327.20	327.20	327.20
	上网电量（万 kwh）	1,424.80	1,424.80	1,424.80	1,424.80	1,424.80
	年利用小时数（h）	2,740.00	2,740.00	2,740.00	2,740.00	2,740.00
	单价（元/kwh）	0.44/0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
1.3	发电二期（万元）	5,552.74	3,994.74	2,881.87	2,881.87	2,881.87
	上网电量（万 kwh）	12,549.20	12,549.20	12,549.20	12,549.20	12,549.20
	年利用小时数（h）	2,740.00	2,740.00	2,740.00	2,740.00	2,740.00
	单价（元/kwh）	0.44	0.44/0.23	0.23	0.23	0.23

注：1、表中上网电价为不含税电价，收入为不含税收入；2、本表第 1 年为运营期首年；3、假设本项目于 2023 年底建成，2024 年 1 月投产计算 3 个风电场的原剩余运营期，贺兰山一期无剩余，贺兰山二期届时剩余 2 个月，发电二期届时剩余 17 个月。因此，贺兰山二期投产后前两个月的测算电价为 0.5 元/kwh（含税），发电二期投产后前 17 个月的测算电价为

0.5 元/kwh（含税）

（2）总成本费用测算

本项目总成本费用主要包括折旧摊销费、修理费、人工成本及其他费用。

折旧摊销费：项目除储能系统以外的各类固定资产折旧年限取 20 年，残值率 5%，储能系统折旧年限取 10 年，残值率 5%，土地使用权摊销年限取 50 年；

修理费：费率 0-2%，分段取费，基数为固定资产价值；

人工成本：参考上市公司现有新能源电站运营人员构成及人工成本计算；

其他费用：主要为保险费和材料费等。

具体测算如下：

单位：万元

序号	项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	**发电成本**	**1,849.80**	**1,923.34**	**1,923.34**	**1,923.34**	…	**1,914.17**	**1,914.17**	**1,914.17**	**1,987.71**	**1,987.71**
1.1	折旧、摊销	1,395.08	1,395.08	1,395.08	1,395.08	…	1,165.29	1,165.29	1,165.29	1,165.29	1,165.29
1.2	修理费	-	73.54	73.54	73.54	…	294.15	294.15	294.15	367.69	367.69
1.3	人工成本	112.00	112.00	112.00	112.00	…	112.00	112.00	112.00	112.00	112.00
1.4	其他费用	342.73	342.73	342.73	342.73	…	342.73	342.73	342.73	342.73	342.73
总成本费用		**1,849.80**	**1,923.34**	**1,923.34**	**1,923.34**	…	**1,914.17**	**1,914.17**	**1,914.17**	**1,987.71**	**1,987.71**

注：本表第 1 年为运营期首年

（3）税金

增值税：电力产品增值税税率为 13%。

销售税金及附加：销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率取 5%，教育费附加费率取 5%（含地方教育附加 2%）。

所得税：根据财政部《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税，故 2030 年前按照 15%计列，2030 年后按照 25%计列。

（4）项目毛利率、净利润

项目年均毛利率 52.00%，年均净利率 43.53%。

单位：万元

序号	指标	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	毛利率	71.85%	61.25%	50.05%	50.05%	…	50.29%	50.29%	50.29%	48.38%	48.38%
2	净利润	4,012.44	2,583.08	1,637.43	1,637.43	…	1,586.81	1,586.81	1,586.81	1,528.78	1,528.78
3	净利率	61.05%	52.04%	42.52%	42.52%	…	41.21%	41.21%	41.21%	39.70%	39.70%

注：本表第 1 年为运营期首年

（5）项目效益测算及项目税后内部收益率测算

根据上述产生的电费收入、发电成本费用及税收预计本项目未来各年度现金流情况，税后内部收益率为 10.63%，测算如下表所示：

单位：万元

序号	项目	建设期	运营期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	**现金流入**	-	**7,426.70**	**5,609.04**	**4,351.50**	**4,351.50**	…	**4,576.72**	**4,576.72**	**4,576.72**	**4,571.94**	**5,918.51**
1.1	营业收入	-	6,572.30	4,963.75	3,850.89	3,850.89	…	3,850.89	3,850.89	3,850.89	3,850.89	3,850.89
1.2	销项税额	-	854.40	645.29	500.62	500.62	…	500.62	500.62	500.62	500.62	500.62
1.3	补贴收入	-	-	-	-	-	…	225.22	225.22	225.22	220.44	220.44
1.4	回收资产余值	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	1,346.57
1.5	回收流动资金	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-

序号	项目	建设期	运营期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
2	**现金流出**	**30,749.79**	**468.63**	**551.25**	**550.92**	**550.92**	**…**	**1,295.69**	**1,295.69**	**1,295.69**	**1,368.28**	**1,368.28**
2.1	建设投资	30,749.79	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2.2	流动资金	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2.3	经营成本	-	454.73	528.27	528.27	528.27	…	748.88	748.88	748.88	822.42	822.42
2.4	进项税额	-	11.93	21.49	21.49	21.49	…	50.17	50.17	50.17	59.73	59.73
2.5	应纳增值税额	-	-	-	-	-	…	450.44	450.44	450.44	440.88	440.88
2.6	税金及附加	-	1.97	1.49	1.16	1.16	…	46.20	46.20	46.20	45.24	45.24
2.7	维持运营投资	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
3	**所得税前净现金流量（1-2)**	**-30,749.79**	**6,958.06**	**5,057.79**	**3,800.59**	**3,800.59**	**…**	**3,281.03**	**3,281.03**	**3,281.03**	**3,203.67**	**4,550.24**
4	**累计所得税前净现金流量**	**-30,749.79**	**-23,791.73**	**-18,733.94**	**-14,933.35**	**-11,132.76**	**…**	**30,342.24**	**33,623.27**	**36,904.31**	**40,107.97**	**44,658.21**
5	**调整所得税**	**0.00**	**708.08**	**455.84**	**288.96**	**288.96**	**…**	**528.94**	**528.94**	**528.94**	**509.59**	**509.59**
6	**所得税后净现金流量（3-5）**	**-30,749.79**	**6,249.98**	**4,601.95**	**3,511.63**	**3,511.63**	**…**	**2,752.10**	**2,752.10**	**2,752.10**	**2,694.07**	**4,040.64**
7	**累计所得税后净现金流量**	**-30,749.79**	**-24,499.81**	**-19,897.85**	**-16,386.22**	**-12,874.59**	**…**	**22,838.19**	**25,590.28**	**28,342.38**	**31,036.45**	**35,077.09**

综上所述，宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目效益测算具备合理性及谨慎性。

2、宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目收益测算

本项目建成达产后，预计实现年均营业收入 2,021.60 万元；年均净利润 848.38 万元，所得税后内部收益率为 9.99%，所得税后静态投资回收期为 8.9 年（含建设期），经济效益良好。

（1）收入测算

本项目的收入均为电费收入，电费收入=上网电量*上网电价。本项目上网电量主要依据项目所在地的风能资源、项目装机规模、发电机组设备衰减系数、项目建成后的系统发电效率、存续年限等因素测算得出等效利用发电小时数以及年均上网电量，分别为 2,642.17 小时/年以及 8,085.03 万 kWh/年。

上网电价根据《风电场改造升级及退役管理办法（征求意见稿）》、《<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），改造的各风电场在原运营期 20 年内仍可享受原批复电价，原批复电价为 0.53 元/kwh（含税）和 0.56 元/kwh（含税），但考虑项目建设的不确定性可能导致项目享受原批复电价的时间缩短，因此基于谨慎性，本项目测算时对在原风电场剩余运营期内的电价统一按 0.5 元/kwh（含税）计算。根据各风电场运营起始时间分别确定可继续享受原批复电价的期限，超出原风电场运营期限的采用宁夏脱燃煤标杆电价，为 0.2595 元/kwh（含税）。本项目预测期内（假设运营期 20 年）的收入情况如下：

序号	项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5-20 年
1	营业收入（万元）	3,529.65	3,003.86	2,334.68	1,856.69	1,856.69
1.1	发电一期 B（万元）	1,144.68	618.90	618.90	618.90	618.90
	上网电量（万 KWH）	2,695.01	2,695.01	2,695.01	2,695.01	2,695.01
	年利用小时数（H）	2,642.17	2,642.17	2,642.17	2,642.17	2,642.17
	单价（元/KWH）	0.44/0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
1.2	发电三期（万元）	2,384.96	2,384.96	1,715.78	1,237.80	1,237.80

序号	项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5-20 年
	上网电量（万 KWH）	5,390.02	5,390.02	5,390.02	5,390.02	5,390.02
	年利用小时数（H）	2,642.17	2,642.17	2,642.17	2,642.17	2,642.17
	单价（元/KWH）	0.44	0.44	0.44/0.23	0.23	0.23

注：1、表中上网电价为不含税电价，收入为不含税收入；2、本表第 1 年为运营期首年；3、假设本项目于 2023 年底建成，2024 年 1 月投产计算 3 个风电场的原剩余运营期，发电一期 B 届时剩余 11 个月，发电三期届时剩余 29 个月。因此，发电一期 B 投产后前 11 个月的测算电价为 0.5 元/kwh（含税），发电三期投产后前 29 个月的测算电价为 0.5 元/kwh（含税）

（2）总成本费用测算

本项目总成本费用主要包括折旧摊销费、修理费、人工成本及其他费用。

折旧摊销费：项目除储能系统以外的各类固定资产折旧年限取 20 年，残值率 5%，储能系统折旧年限取 10 年，残值率 5%，土地使用权摊销年限取 50 年；

修理费：费率 0-2%，分段取费，基数为固定资产价值；

人工成本：参考上市公司现有新能源电站运营人员构成及人工成本计算；

其他费用：主要为保险费和材料费等。

具体测算如下：

单位：万元

序号	项目	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	发电成本	991.19	1,033.83	1,033.83	1,033.83	…	1,030.40	1,030.40	1,030.40	1,073.03	1,073.03
1.1	折旧、摊销	750.77	750.77	750.77	750.77	…	619.45	619.45	619.45	619.45	619.45
1.2	修理费	-	42.63	42.63	42.63	…	170.52	170.52	170.52	213.15	213.15
1.3	人工成本	67.2	67.2	67.2	67.2	…	67.2	67.2	67.2	67.2	67.2
1.4	其他费用	173.23	173.23	173.23	173.23	…	173.23	173.23	173.23	173.23	173.23
总成本费用		991.19	1,033.83	1,033.83	1,033.83	…	1,030.40	1,030.40	1,030.40	1,073.03	1,073.03

注：本表第 1 年为运营期首年

（3）税金

增值税：电力产品增值税税率为 13%。

销售税金及附加：销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率取 5%，教育费附加费率取 5%（含地方教育附加 2%）。

所得税：根据财政部《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税，故 2030 年前按照 15%计列，2030 年后按照 25%计列。

（4）项目毛利率、净利润

项目年均毛利率 48.15%，年均净利率 40.61%。

单位：万元

序号	指标	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	毛利率	71.92%	65.58%	55.72%	44.32%	…	44.50%	44.50%	44.50%	42.21%	42.21%
2	净利润	2,156.79	1,673.77	1,105.13	698.97	…	683.27	683.27	683.27	649.64	649.64
3	净利率	61.10%	55.72%	47.34%	37.65%	…	36.80%	36.80%	36.80%	34.99%	34.99%

注：本表第 1 年为运营期首年

（5）项目效益测算及项目税后内部收益率测算

根据上述产生的电费收入、发电成本费用及税收预计本项目未来各年度现金流情况，税后内部收益率为 9.99%，具体测算如下表所示：

单位：万元

序号	项目	建设期	运营期									
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
1	**现金流入**	**-**	**3,988.50**	**3,394.37**	**2,638.19**	**2,098.07**	…	**2,204.68**	**2,204.68**	**2,204.68**	**2,201.91**	**2,921.41**
1.1	营业收入	-	3,529.65	3,003.86	2,334.68	1,856.69	…	1,856.69	1,856.69	1,856.69	1,856.69	1,856.69
1.2	销项税额	-	458.85	390.50	303.51	241.37	…	241.37	241.37	241.37	241.37	241.37
1.3	补贴收入	-	-	-	-	-	…	106.62	106.62	106.62	103.85	103.85
1.4	回收资产余值	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	719.50
1.5	回收流动资金	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-

序号	项目	建设期	运营期								
			第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年
2	**现金流出**	**16,473.98**	**247.45**	**295.47**	**295.27**	**295.12**	**…**	**674.20**	**674.20**	**674.20**	**716.28**	**716.28**
2.1	建设投资	16,473.98	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2.2	流动资金	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
2.3	经营成本	-	240.43	283.06	283.06	283.06	…	410.95	410.95	410.95	453.58	453.58
2.4	进项税额	-	5.97	11.51	11.51	11.51	…	28.13	28.13	28.13	33.68	33.68
2.5	应纳增值税额	-	-	-	-	-	…	213.24	213.24	213.24	207.69	207.69
2.6	税金及附加	-	1.06	0.90	0.70	0.56	…	21.88	21.88	21.88	21.33	21.33
2.7	维持运营投资	-	-	-	-	-	…	-	-	-	-	-
3	**所得税前净现金流量（1-2)**	**-16,473.98**	**3,741.05**	**3,098.90**	**2,342.92**	**1,802.94**	**…**	**1,530.48**	**1,530.48**	**1,530.48**	**1,485.64**	**2,205.14**
4	**累计所得税前净现金流量**	**-16,473.98**	**-12,732.93**	**-9,634.03**	**-7,291.10**	**-5,488.16**	**…**	**14,226.90**	**15,757.38**	**17,287.87**	**18,773.50**	**20,978.64**
5	**调整所得税**	**-**	**380.61**	**295.37**	**195.02**	**123.35**	**…**	**227.76**	**227.76**	**227.76**	**216.55**	**216.55**
6	**所得税后净现金流量（3-5）**	**-16,473.98**	**3,360.44**	**2,803.53**	**2,147.90**	**1,679.60**	**…**	**1,302.73**	**1,302.73**	**1,302.73**	**1,269.09**	**1,988.59**
7	**累计所得税后净现金流量**	**-16,473.98**	**-13,113.54**	**-10,310.01**	**-8,162.11**	**-6,482.51**	**…**	**10,686.31**	**11,989.03**	**13,291.76**	**14,560.85**	**16,549.44**

综上所述，宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目效益测算具备合理性及谨慎性。

3、项目效益分析

（1）项目效益情况

根据前述测算，本项目建成达产后，预计实现的经济效益情况具体如下：

项目	老旧风机“以大代小”等容更新改造项目	
	宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW老旧风机“以大代小”等容更新改造项目	宁夏银星能源贺兰山风电场30.6MW老旧风机“以大代小”更新项目
年均发电利用小时数	2,740	2,642.17
年均营业收入	4,042.6	2,021.6
年均毛利	2,134.26	1,005.12
年均净利润	1,788.14	848.38
年均毛利率	52.00%	48.15%
年均净利率	43.53%	40.61%
内部收益率（税后）	10.63%	9.99%
投资回收期（税后）	8.7	8.9

（2）改造前原项目效益情况

报告期内，老旧风机“以大代小”等容更新改造项目原风电场的业务情况具体如下：

单位：万元

项目	2023年1-3月	2022年度	2021年度	2020年度
贺兰山61.2MW原风电场				
发电利用小时数	218	956	1172	1084
营业收入	549.95	2,431.66	3,158.94	2,827.23
营业成本	660.32	2,725.26	2,938.99	2,995.84
毛利	-110.37	-293.59	219.95	-168.61
毛利率	-20.07%	-12.07%	6.96%	-5.96%
贺兰山30.6MW原风电场				
发电利用小时数	267	1040	1141	1029
营业收入	362.71	1,405.06	1,565.63	1,336.57
营业成本	347.66	1,495.08	1,678.65	1,523.72
毛利	15.05	-90.02	-113.02	-187.15
毛利率	4.15%	-6.41%	-7.22%	-14.00%

由上表可知，老旧风机“以大代小”等容更新改造项目的两个原风电场效益较差，更新改造后将大幅度提升该风电场的盈利能力，本次老旧风机“以大代小”等容更新改造项目具有必要性和经济性。

（3）公司风电业务情况

报告期内，公司风电业务情况具体如下：

项目	2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
发电利用小时数	364	1471	1705	1454
营业收入	24,766.54	96,005.81	109,889.49	90,448.02
营业成本	16,530.49	66,496.32	69,190.35	64,569.58
毛利	8,236.05	29,509.49	40,699.14	25,878.44
毛利率	33.25%	30.74%	37.04%	28.61%

由上表可知，报告期内公司风电业务毛利率有所波动，主要系公司风力发电利用小时数受各年风力资源情况的影响而发生波动所致，具体分析参见本问询函回复问题 1 之“二、结合营业成本及毛利率变化情况、同行业可比公司情况等，说明公司毛利率变化的原因及合理性，是否与同行业可比公司一致”之“（二）公司毛利率变化的原因及合理性”中的具体内容。

公司存量风电项目与老旧风机“以大代小”等容更新改造项目的收入比较如下：

项目		2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
公司存量光伏项目	平均上网电价（元/kWh）	0.48	0.46	0.46	0.44
	利用小时数	364	1471	1705	1454
	营业收入	24,766.54	96,005.81	109,889.49	90,448.02
	单位营业收入（元/kW）	176.05	682.44	781.13	642.93
项目		募投项目运营期			
募投项目二	平均上网电价（元/kWh）	0.24			
	利用小时数	2,740			
	营业收入	4,042.60			
	单位营业收入（元/kW）	660.56			
募投项目三	平均上网电价（元/kWh）	0.25			

	利用小时数	2,642.17
	营业收入	2,021.60
	单位营业收入（元/kW）	660.65

注：平均上网电价为营业收入/装机容量/发电利用小时；单位营业收入=营业收入/装机容量

由上表可知，由于公司存量项目符合可再生能源补贴政策，而募投项目后续运营期大部分为平价上网，进而导致募投项目的平均上网电价较之公司存量风电项目要低；但由于募投项目使用低风速大功率的先进风机，发电效率得到显著提升，发电利用小时数大幅度增加，综合上述因素的影响，本次募投项目的单位营业收入与 2020、2022 年度公司存量风电项目处于同一水平，而 2021 年度由于风力资源较好，公司当年单位营业收入较其他年度要高。

公司存量光伏项目与老旧风机“以大代小”等容更新改造项目的成本比较如下：

项目		2023 年 1-3 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
存量项目	营业成本（万元）	16,530.49	66,496.32	69,190.35	64,569.58
	单位成本（元/kW）	117.50	472.68	491.83	458.98
项目		募投项目运营期			
募投项目二	营业成本（万元）	1,908.34			
	单位成本（元/kW）	311.82			
募投项目三	营业成本（万元）	1,016.48			
	单位成本（元/kW）	332.18			

注：单位成本=营业成本/装机容量

由上表可知，本次募投项目的单位成本较之公司存量风电项目降低 30%左右，一方面是由于公司存量风电项目建设相对较早，建设成本较高，进而导致公司存量风电项目在后续运营期内的折旧摊销等运营成本较高；另外一方面是由于本次老旧风机“以大代小”等容更新改造项目是对原有风电场的升级改造项目，有效的利用了既有的基础设施，在一定程度降低了建设成本，进而导致本次募投项目在运营期的折旧摊销等成本降低。

综上所述，在单位营业收入基本持平的情况下，募投项目的建设成本降低导致单位营业成本的降低，因此公司募投项目毛利率高于公司目前存量风电项目的毛利率，具有合理性。

募投项目效益测算具备合理性和谨慎性。

（4）同行业或类似项目情况

公司将本次募投项目效益测算情况与部分同行业上市公司近期募投项目效益情况对比，其中风电项目对比情况如下：

公司名称	风电项目名称	项目时间	运营期平均毛利率	内部收益率（税后）	投资回收期（税后）（年）
粤水电	新疆哈密十三间房风电场一期 50MW 风电项目	2021 年	未披露	6.59%	11.46
云南能投	会泽县金钟风电场一期工程项目	2022 年	未披露	8.51%	13.78
明阳智能	平乐白蔑风电场工程项目	2020 年	未披露	8.96%	9.73
	明阳新县七龙山风电项目		未披露	9.53%	8.8
吉电股份	安徽宿松九成风电项目	2020 年	56.04%	10.10%	9.45
	青海乌兰风电项目		47.70%	9.15%	9.50
广宇发展	青海茫崖 50 万千瓦风力发电项目	2022 年	47.85%	6.08%	11.9
均值		-	50.53%	8.42%	10.7
宁夏银星能源贺兰山风电场 61.2MW 老旧风机“以大代小”等容更新改造项目		2023 年	52.00%	10.63%	8.7
宁夏银星能源贺兰山风电场 30.6MW 老旧风机“以大代小”更新项目		2023 年	48.15%	9.99%	8.9

注：项目时间为相关上市公司公告涉及相关项目预案的时间。

由上表可知，本次募投项目之老旧风机“以大代小”等容更新改造项目的平均毛利率、内部收益率和投资回收期处于同行业类似项目范围内。

综上所述，本次募投项目测算合理、谨慎，募投项目具备经济效益。

（四）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风险，具体内容如下：

“（一）募投项目效益不及预期的风险

本次募集资金投资项目的可行性分析是基于当前市场环境、产业技术水平、行业发展趋势等因素做出的。**本次募投项目预计效益情况具体如下：**

项目	宁东250兆瓦光伏复合发电项目	老旧风机“以大代小”等容更新改造项目	
		宁夏银星能源贺兰山风电场61.2MW老旧风机“以大代小”等容更新改造项目	宁夏银星能源贺兰山风电场30.6MW老旧风机“以大代小”更新项目
年均发电利用小时数（小时）	1,622.75	2,740	2,642.17
年均营业收入（万元）	9,873.86	4,042.6	2,021.6
年均毛利（万元）	5,021.94	2,134.26	1,005.12
年均净利润（万元）	3,190.96	1,788.14	848.38
年均毛利率	51.52%	52.00%	48.15%
年均净利率	32.81%	43.53%	40.61%
内部收益率（税后）	5.71%	10.63%	9.99%
投资回收期（税后）（年）	12.3	8.7	8.9

本次募集资金投资项目建设规模较大，上述项目在实施过程及后期经营中，如宏观政策、相关行业政策和市场环境等方面发生不利变动，行业竞争加剧、技术水平发生重大更替，**土地租赁合同到期无法续期或项目运营超过20年无法续期等致使项目运营停滞**或因募集资金不能及时到位等其他不可预见因素等原因造成募投项目不能如期完成或顺利实施，将可能对项目的完成进度和投资收益产生一定影响。”

九、量化说明本次募投项目新增折旧摊销对业绩的影响

（一）发行人说明

由于本次募集资金投资项目投资规模较大且主要为资本性支出，涉及的固定资产、无形资产等投资规模较大，因此项目建成后新增固定资产、无形资产的折旧、摊销等金额占公司当期营业收入的比例较大，尤其在项目建设期由于产能尚未完全释放和潜力尚未充分发挥，公司新增固定资产、无形资产的折旧、摊销等金额占当期实现营业收入的比例可能较高。

根据测算，公司本次募投项目的运营期折旧、摊销与营业收入、**净利润**金额情况如下：

单位：万元

项目	年均	第1年	第2年	第3年	第4年	…	第19年	第20年

项目	年均	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	…	第 19 年	第 20 年
募投项目新增折旧摊销金额								
募投项目新增折旧摊销合计	6,288.22	6,924.24	6,924.24	6,924.24	6,924.24	…	5,735.02	5,735.02
对营业收入的影响								
公司营业收入（注 1）	112,496.41	112,496.41	112,496.41	112,496.41	112,496.41	…	112,496.41	112,496.41
募投项目预计营业收入合计	15,938.06	19,975.80	17,841.47	16,059.43	15,581.44	…	15,581.44	15,581.44
预计营业收入（含募投项目）	128,434.47	132,472.22	130,337.89	128,555.84	128,077.86		128,077.86	128,077.86
新增折旧摊销占预计营业收入（含募投项目）的比例	4.90%	5.23%	5.31%	5.39%	5.41%	…	4.48%	4.48%
对净利润的影响								
公司净利润（注 2）	16,086.05	16,086.05	16,086.05	16,086.05	16,086.05	…	16,086.05	16,086.05
募投项目预计净利润合计	5,827.48	9,238.48	7,326.10	5,811.82	5,021.99	…	5,657.76	5,657.76
预计净利润（含募投项目）	21,913.53	25,324.53	23,412.15	21,897.87	21,108.04		21,743.81	21,743.81
新增折旧摊销占募投项目净利润的的比例	28.75%	27.34%	29.58%	31.62%	32.80%	…	26.38%	26.38%

注 1、注 2：公司营业收入、净利润为公司 2022 年度营业收入、净利润，并剔除老旧风机“以大代小”等容更新改造项目原风场 2022 年度主营业务收入和净利润，并假设未来保持不变。
注 3：本表第 1 年为运营期首年。

经测算，运营期折旧、摊销占**公司营业收入**的比例先升后降，第 4-9 年达到最高为 5.41%，自第 10 年开始下降，截止第 20 年降至 4.48%，综合运营期平均占比为 4.90%；**占公司净利润的比例第 8 年达到最高为 33.27%，自第 9 年开始下降，截止第 20 年降至 26.38%，综合运营期平均占比为 28.75%。尽管募投项目新增房屋建筑物、设备等未来每年将产生一定折旧摊销成本，但项目投产后新增利润总额大幅度超过相应资产折旧摊销成本，因此本次募投项目新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩造成重大不利影响。**

公司在募投项目的效益分析中已考虑了新增固定资产折旧对募投项目盈利的影响。但如果未来市场环境出现重大变化等因素致使募集资金投资项目不能达到预期收益，公司则存在因募集资金投资项目实施带来固定资产折旧增加而导致经营业绩下滑的风险。

（二）补充披露情况

公司已在募集说明书“第五章 与本次发行相关的风险因素” 中完善和补充相关风

险，具体内容如下：

“（五）募投项目新增折旧摊销对公司未来经营业绩影响较大的风险

公司本次募集资金投资项目中包含规模较大的资本性支出。项目建成并投产后，公司房屋、设备等固定资产规模将大幅增长，**从而导致公司未来折旧摊销金额较大。根据测算，本次募投项目进入运营期后，募投项目合计年新增折旧摊销金额占公司净利润的比例第 8 年达到最高为 33.27%，自第 9 年开始下降，截止第 20 年降至 26.38%，综合运营期平均占比为 28.75%。公司在募投项目的效益分析中已考虑了新增固定资产折旧对募投项目盈利的影响。但如果未来市场环境出现重大变化等因素致使募集资金投资项目不能达到预期收益，**本次募投项目新增的折旧摊销将在一定程度上降低公司营业毛利、利润规模、净资产收益率等财务指标，公司将面临折旧摊销金额增加而影响公司经营业绩的风险。”

十、请宁夏能源出具“从定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持发行人的股份，并遵守证监会和交易所其他相关规定”的承诺并公开披露。

公司控股股东宁夏能源已于 2023 年 3 月 17 日出具《关于特定期间不存在减持情况或减持计划的承诺函》并于 2023 年 3 月 21 日公开披露，具体内容如下：

“1、本公司及本公司控制的关联方在银星能源本次发行董事会决议日（2023 年 3 月 17 日）前六个月至本承诺函出具之日不存在以任何形式直接或间接减持银星能源公司股票的情况。

2、本公司及本公司控制的关联方自本承诺函出具之日至银星能源本次发行完成后六个月内不会以任何形式直接或间接减持持有的银星能源公司股票，包括在本次发行前已持有的股份及通过本次发行取得的股份，并将严格遵守《中华人民共和国证券法》关于买卖上市公司股票的相关规定，不通过任何方式进行违反《中华人民共和国证券法》第四十四条等相关规定的行为。

3、本公司及本公司控制的关联方不存在违反《中华人民共和国证券法》第四十四条等法律法规规定的情形。

4、若本公司及本公司控制的关联方违反上述承诺减持银星能源公司股票，本公司

及本公司控制的关联方因此获得的收益全部归银星能源所有，并依法承担由此产生的法律责任。如给银星能源和其他投资者造成损失的，本公司及控制的关联方将依法承担赔偿责任。”

公司控股股东宁夏能源已于 2023 年 5 月 10 日出具《关于特定期间不存在减持情况或减持计划的补充承诺函》，具体内容如下：

“1、本公司从银星能源本次向特定对象发行股票定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持银星能源的股份，并遵守证监会和交易所其他相关规定。

2、除上述补充承诺事项外，本公司出具的原承诺内容不变。”

上述补充承诺函与本回复报告一并进行公告。

十一、保荐人核查程序及核查结论

（一）保荐人核查程序

针对上述问题，保荐人执行了如下核查程序：

1、取得并查阅了《宁夏银星能源股份有限公司2023年度向特定对象发行 A 股股票预案》《宁夏银星能源股份有限公司与中铝宁夏能源集团有限公司关于向特定对象发行股票之附条件生效的股份认购协议》；

2、取得并查阅了《中铝宁夏能源集团有限公司关于认购资金来源的说明》；

3、取得并查阅宁夏能源2022年度审计报告以及2023年一季度财务报表；

4、取得并查阅《证券质押及司法冻结明细表》；

5、取得并查阅宁夏能源出具的《关于持有宁夏银星能源股份有限公司股票不存在质押情况及计划的承诺函》；

6、取得了发行人提供的关于与控股股东、实际控制人之间的同业竞争情况的书面说明；

7、通过国家企业信用信息公示系统核查了发行人控股股东下属子公司的经营范围，

以确认其主营业务；

8、取得了控股股东就解决同业竞争情况出具的承诺函；

9、取得并查阅了《附条件生效的现金购买资产协议》《股权托管协议》及购买资产的价款支付凭证；

10、取得了宁夏能源与发行人同业竞争业务的财务数据，计算相关业务收入及毛利占发行人同类业务比例情况；

11、查阅了《监管规则适指引——发行类第6号》《证券期货法律适用意见第17号》相关规则中关于是否构成重大不利影响同业竞争的规定；

12、查阅了报告期内发行人与关联方之间的主要交易合同，了解发行人与关联方之间的主要交易内容；

13、取得并查阅了发行人2020年度、2021年度以及2022年度的年度报告以及审计报告，2023年一季度的财务报告，了解发行人与关联方之间各项关联交易金额及占比；

14、取得并查阅了发行人内部关联交易相关制度文件以及会议纪要，了解发行人与各关联方之间关联交易的定价方式；

15、取得并查阅了发行人关联交易的审批文件及相关公告；

16、获取了发行人2023年度关联交易预计情况以及发行人募投项目建设投资情况，确认发行人因募投项目建设新增关联交易金额及相关情况；

17、取得各募投项目的可行性分析相关材料，查阅了公司本次募投项目的可行性研究报告等文件，并复核计算相关模型；

18、取得各募投项目的测算表，核查各募投项目总投资额的具体构成情况；

19、查阅公司关于本次董事会、股东大会的决议文件；

20、通过公开渠道查询募投项目可比案例情况；

21、访谈了发行人的高级管理人员，获取发行人募投项目用地的明细，了解尚未取得使用权证或不动产权证的原因、背景，取得相关政府部门出具的说明文件等；

22、查阅了《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》《中华人民共和国土地管理法》《划拨用地目录》《光伏发电站工程项目用地控制指标》《土地利用现状分类》等法律法规；

23、获取并查阅发行人募投项目用地租赁合同、土地权属证书、用地批复等用地手续资料；

24、研究新能源行业的相关政策，对公司本次募投项目所处宁夏回族自治区的弃风弃光情况以及电力消纳情况进行核查；

25、访谈公司高级管理人员和募投项目主要负责人，就本次募投项目的运营模式、盈利模式、效益测算、新增产能消化措施、当前建设进展、募集资金使用进度安排等有关事项进行了沟通；

26、查阅了《关于开展宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点的通知》《财政部发展改革委国家能源局关于＜关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见＞有关事项的补充通知》等法律法规；

27、取得相关政府部门出具的说明文件，确认募投项目继续享受补贴电价的政策依据，以及是否需要履行有关部门审批、备案等程序；

28、审阅了募投项目折旧摊销所使用的相关会计政策，并对折旧摊销金额进行复核计算；

29、取得了宁夏能源出具的《关于特定期间不存在减持情况或减持计划的承诺函》和《关于特定期间不存在减持情况或减持计划的补充承诺函》。

（二）保荐人核查结论

经核查，保荐人认为：

1、宁夏能源认购资金来源于自有或自筹资金，不存在将持有的股票质押后用于本次认购的情形或计划；

2、针对发行人与控股股东及其控制的其他企业之间已存在的同业竞争事宜，控股股东宁夏能源已出具避免同业竞争的承诺，就同业竞争制定了解决方案和明确了未来

时间安排，截至本问询函回复出具日，宁夏能源未违反上述承诺，并且已经采取了解决同业竞争的具体措施；在该等承诺得以严格履行的情况下，发行人与控股股东及其控制的企业存在的同业竞争不会损害上市公司利益；本次募投项目实施后不会新增重大不利影响的同业竞争；

3、发行人关联采购和关联销售占比较低，主要关联交易具有必要性，相关信息披露规范，关联交易定价公允；本次募投项目建设过程中会涉及新增一定金额的关联交易，关联交易将公允定价，不会严重影响上市公司生产经营的独立性。本次募投项目建设完成后，发行人预计新增关联交易金额较小，可能新增的公司与宁夏银仪电力工程有限公司之间关于风电场检修服务的关联采购将通过招标评比或者单一来源采购谈判后参考同类型服务市场价格进行定价并履行关联交易审批程序，确保定价公允，不会严重影响上市公司生产经营的独立性；

4、除募集资金用于补充流动资金外，本次发行股票募集资金不存在用于支付预备费、铺底流动资金等非资本性支出的情况，发行人用于补充流动资金的比例未超过募集资金总额的百分之三十，符合《证券期货法律适用意见第18号》有关规定；

5、除项目三风机新增用地尚在办理**土地招拍挂**手续外，项目一和项目三其他主要用地均已取得土地权属证书或签署租赁协议；项目一、项目三主要用地的土地性质符合相关规定，项目三风机新增用地已取得主管部门出具的办理取得土地权属证书不存在实质性障碍的说明，不存在无法取得项目用地的情形；基于谨慎考虑，公司已对项目一采用20年运行期进行效益测算，因此，项目一生产经营期与土地租赁合同期限能够匹配，不会对项目后续经营的稳定性产生不利影响；

6、本次发行募投项目新增产能属于国家和地方未来大力支持的新能源电力产业，其电力消纳措施良好，未来弃风弃光风险较低；

7、根据宁夏回族自治区发展改革委《关于开展宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点的通知》（宁发改能源（发展）〔2021〕601号）和主管部门确认，项目二和项目三建成后执行原项目电价补贴政策至规定期限后按新增并网项目执行电价，不需要履行有关部门审批、备案等程序；

8、募投项目的效益测算具备合理性和谨慎性；

9、募投项目顺利实施后，新增的折旧摊销不会对公司未来经营业绩造成重大不利影响；

10、宁夏能源已出具“从定价基准日至本次发行完成后六个月内不减持所持发行人的股份，并遵守证监会和交易所其他相关规定”的承诺并将公开披露。

其它问题

请发行人在募集说明书扉页重大事项提示中，按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险。披露风险应避免包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述，并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序。

同时，请发行人关注社会关注度较高、传播范围较广、可能影响本次发行的媒体报道情况，请保荐人对上述情况中涉及本次项目信息披露的真实性、准确性、完整性等事项进行核查，并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况，也请予以书面说明。

回复：

一、请发行人在募集说明书扉页重大事项提示中，按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险。披露风险应避免包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述，并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序

公司已在募集说明书扉页重大事项提示中，重新撰写与本次发行及公司自身密切相关的重要风险因素，并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序。

二、请发行人关注社会关注度较高、传播范围较广、可能影响本次发行的媒体报道情况，请保荐人对上述情况中涉及本次项目信息披露的真实性、准确性、完整性等事项进行核查，并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况，也请予以书面说明

（一）本次发行自申请受理以来有关发行人的媒体报道情况

本次向特定对象发行股票申请于2023年4月20日获深圳证券交易所受理，自本次发行申请受理日至本问询函回复出具日，公司持续关注媒体报道，通过网络检索等方式对公司本次发行相关的媒体报道情况进行了自查，公司不存在与本次发行相关的重大舆情。

（二）保荐人核查情况

1、核查程序

通过网络检索等方式检索发行人自本次发行申请获中国证监会及深圳证券交易所受理日以来至本问询函回复出具日相关媒体报道的情况，查看是否存在与发行人相关的重大舆情或媒体质疑，并与本次发行相关申请文件进行对比。

2、核查意见

经核查，保荐人认为：发行人自本次发行申请受理以来，无重大舆情或媒体质疑。发行人本次发行申请文件中与媒体报道关注的问题相关的信息披露真实、准确、完整，不存在应披露未披露的事项。

保荐人将持续关注有关发行人本次发行相关的媒体报道等情况，如果出现媒体对该项目信息披露真实性、准确性、完整性提出质疑的情形，保荐人将及时进行核查。

（以下无正文）

（此页无正文，为《关于宁夏银星能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复报告》之盖章页）

宁夏银星能源股份有限公司

2023 年 6 月 12 日

（此页无正文，为《关于宁夏银星能源股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函之回复报告》之盖章页）

保荐代表人：

翟云飞　　罗　峰

中信证券股份有限公司

2023年 6月 12日

保荐机构法定代表人、董事长声明

本人已认真阅读宁夏银星能源股份有限公司本次问询函回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人、董事长：

张佑君

中信证券股份有限公司

2023年 6月 12日