

招商证券股份有限公司

关于

深圳证券交易所《关于宝塔实业股份有限公司发行
股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》

回复之专项核查意见

（修订稿）

独立财务顾问

CMS  招商证券

二〇二五年三月

深圳证券交易所上市审核中心：

宝塔实业股份有限公司（以下简称“上市公司”或“宝塔实业”）于 2024 年 12 月 27 日收到深圳证券交易所（以下简称“深交所”）出具的《关于宝塔实业股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》（审核函〔2024〕130012 号，以下简称“《问询函》”）。招商证券股份有限公司（以下简称“独立财务顾问”或“招商证券”）作为宝塔实业重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易（以下简称“本次交易”）的独立财务顾问，根据问询函的相关要求，会同上市公司及相关中介机构，对有关问题进行了认真分析与核查，现就相关事项回复如下，请贵所予以审核。

如无特别说明，本审核问询函回复（以下简称“本回复”）中的简称或名词释义与重组报告书所定义的词语或简称具有相同的含义。在本回复中，若合计数与各分项数值相加之和在尾数上存在差异，均为四舍五入所致。

目 录

问题一 关于交易方案及整合管控	4
问题二 关于拟保留资产的情况	26
问题三 关于拟置出资产的情况	42
问题四 关于拟置出资产的过渡期安排	75
问题五 关于标的资产的情况	86
问题六 关于标的资产的业务与收入	131
问题七 关于标的资产的应收账款和固定资产	181
问题八 关于标的资产的评估	208
问题九 关于标的资产的成本费用	274
问题十 关于上市公司	287
问题十一 关于业绩补偿承诺	319
问题十二 关于同业竞争	337
问题十三 关于关联交易	347
问题十四 关于募投项目	353
其他事项说明	416

问题一 关于交易方案及整合管控

申请文件显示：(1)上市公司拟通过资产置换及发行股份的方式购买电投新能源有限公司（以下简称电投新能源或标的资产）100%的股权，标的资产主要从事风力、光伏及储能电站业务，主要客户为国电网宁夏；(2)上市公司扣非净利润连续多年为负，2024年1-9月，公司收入为1.91亿元，归属于上市公司股东的扣非前后的净利润分别为-0.59亿元和-0.63亿元；(3)报告期内，标的资产毛利率及新能源发电项目平均基础电价整体呈下行趋势，如标的资产下属新能源电站未来全面参与市场化交易和电力现货市场交易，可能导致平均上网电价下降，进而影响标的资产的盈利能力；(4)新能源行业系资金密集型行业，通常需要以银行贷款方式进行项目建设，报告期各期末，电投新能源资产负债率分别为77.39%、79.19%和78.02%，资产负债率较高，本次交易将导致上市公司资产负债率进一步提高；(5)评估基准日后，电投新能源与宁夏电力投资集团有限公司（以下简称宁夏电投）共同投资设立宁夏电投盐池新能源有限公司（以下简称盐池新能源）；(6)本次交易中上市公司置出资产将由宁夏电投全资子公司宁夏金天制造有限公司（以下简称金天制造）承接。

请上市公司补充说明：(1)结合本次交易完成后上市公司的战略发展规划、业务管理模式、组织结构管理体系等，说明上市公司对标的资产能否实现有效的整合与管控，拟采取何种措施应对整合管控风险；(2)结合新能源发电行业及标的资产发电设施所在地的相关产业政策、行业发展前景、预期平均上网电价的变动趋势、标的资产业务发展规划、债务偿付风险等，说明标的资产未来盈利能力是否存在重大不确定性，本次交易是否有利于上市公司增强持续经营能力，是否有利于化解上市公司潜在风险；(3)上市公司资产置出的具体计划及时间进度安排；金天制造取得置出资产后的处置或营运计划，是否存在与本次置出资产后续处置相关的协议或约定，如是，是否与本次交易构成一揽子交易；(4)盐池新能源的成立是否将影响本次交易作价，是否存在其他可能导致交易方案发生调整的事项；(5)本次交易尚需履行的程序，其他必须的审批、备案或授权事项的完成情况。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请会计师核查(2)、评估师核查(4)、

律师核查（3）（5）并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）结合本次交易完成后上市公司的战略发展规划、业务管理模式、组织结构管理体系等，说明上市公司对标的资产能否实现有效的整合与管控，拟采取何种措施应对整合管控风险

1、本次交易完成后上市公司的战略发展规划、业务管理模式、组织结构管理体系

（1）战略发展规划

本次交易完成后，上市公司现有轴承业务将实现置出，主营业务将变更为新能源电站的投资、开发和运营，以及船舶电器的生产与销售。

新能源电站业务方面，标的公司是宁夏回族自治区唯一的自治区级国资风电、光伏及储能新能源产业平台，自治区政府积极支持其产业发展，标的公司 2024 年度共获得了超过 3GW 新能源增量指标。未来，标的公司将积极把握构建新型电力系统机遇，重视新能源和发电侧、电网侧、用户侧的储能系统的统筹发展，积极参与电力辅助服务、市场化交易以及绿电交易等，全面融入新型电力系统和全国电力市场。同时，标的公司将抓住自治区优势特色产业绿电园区发展机遇，积极争取配套新能源规划指标，广泛与其他投资商、上游主设备厂商、全国性施工企业、科研院所等展开多种形式合作，加快推进大型风光电项目建设，借助项目规模建设吸引新能源制造业、相关配套服务等产业落地，融入产业链集群发展，促使上市公司主营业务做强做大，从而实现经营业绩的稳步提升。

船舶电器业务方面，桂林海威未来将持续提升主营产品的自主研发能力，持续优化产品技术参数，进一步适应和满足海军舰艇装备水平的发展形势和需求，积极响应和服务国家军工生产决策。

（2）业务管理模式

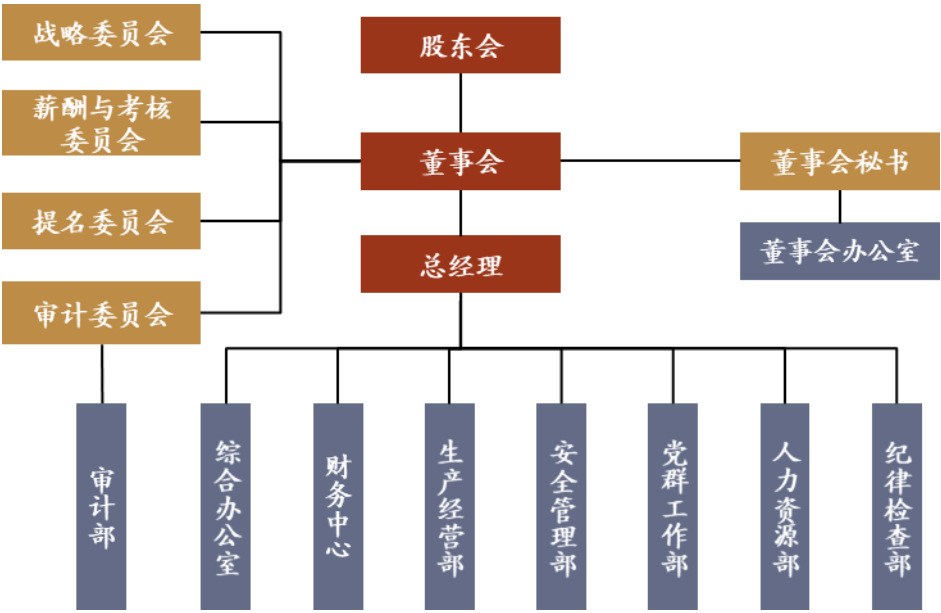
本次交易标的公司具备独立、完整的业务经营能力，本次交易完成后，上市

公司将维持标的公司原有的业务管理架构，保持经营管理团队及业务团队的稳定性和积极性，标的公司未来的业务发展将纳入上市公司的统一战略规划。同时，上市公司将持续加强管理层和核心员工对资本市场相关法律法规、上市公司内控制度管理等方面的培训和学习，不断丰富完善上市公司各项规章制度，保证公司经营管控措施及内控制度能够有效执行。

(3) 本次交易完成后上市公司的组织结构管理体系

本次交易完成后，标的公司将成为上市公司全资子公司，上市公司轴承业务置出，本部 32 名职工将由置出公司西北轴承承接。标的公司的生产经营与日常管理将与上市公司实现全面衔接并纳入统一管理体系，上市公司将基于现有内部组织机构，结合标的公司本身经营和管理的特点，根据经营的需要设置必要的管理和协调部门，尽快完成标的公司管理体系和机构设置的衔接，促进上市公司更为全面、有效的机构整合。

本次交易后上市公司计划设置的组织结构如下：



2、本次交易后，上市公司对标的资产的整合与管控计划

(1) 上市公司的直接控股股东和标的公司的间接控股股东均为宁国运，具备良好的整合基础

上市公司的直接控股股东和标的公司的间接控股股东均为宁国运，本次交易

不会导致标的公司的管理制度、企业文化、战略规划发生较大变化，有效降低了由于上市公司及标的公司管理体系冲突等带来的潜在整合风险。

(2) 上市公司已制定具体的整合与管控计划

1) 资产及业务整合

交易完成后，上市公司继续保持标的公司的独立法人地位和现有业务管理架构，同时积极发展上市公司保留的船舶电器业务。上市公司将利用自身的平台优势和资本市场规范化的管理机制，积极推动标的公司新能源电站运营主业的持续健康发展，做大做强上市公司主业，实现经营业绩的稳步提升。

2) 财务整合

本次交易完成后，标的公司将纳入上市公司的财务管理体系，上市公司将对标的公司的财务实施统一管控、管理和监督，并通过加强内部审计和内部控制等措施，确保其有效执行符合上市公司要求的各项财务会计和内控管理制度。上市公司和标的公司将根据中国证监会和深交所的监管规定，严格执行对于上市公司财务会计制度、内审制度、资金管理制度等相关要求。此外，上市公司也将强化整体营运资金统筹安排，提升资金使用效率，同时利用资本市场融资功能等各种资源优势，为标的公司的进一步发展提供资金支持，有效提升财务融资和管理效率。

3) 人员整合

本次交易完成后，上市公司将保持标的公司现有经营管理团队的稳定性，给予其较高的自主决定权，充分发展其现有业务，保障标的公司的经营稳定性。同时，根据上市公司的发展战略需要，加强相关专业和管理人员的培养与引进，优化目前的机构设置，从而提高整体经营效率和管理能力。上市公司将完善标的公司薪酬及激励机制，强化一线业务人员和核心人员激励，提升工作积极性，推动业务增长，同时将标的公司纳入以上市公司为中心的人才甄选、培养和发展体系，加强核心人员培养，通过有效的激励机制、绩效管理体系、任职资格体系、不同层级的绩效月度跟踪、内部培养晋升机制等方式保证标的公司人才竞争优势，保持核心人员稳定。

4) 机构整合

本次交易完成后，上市公司将对标的公司进行规范和指导，使其遵守资本市场监管要求和上市公司整体发展战略，通过健全、完善内部管理体系和组织架构以适应本次交易后上市公司的业务变化及整合的需要。

综上，上市公司可以实现对标的公司的有效整合与管控，通过重组增强持续经营能力和市场竞争力，有效应对整合管控风险。

(二) 结合新能源发电行业及标的资产发电设施所在地的相关产业政策、行业发展前景、预期平均上网电价的变动趋势、标的资产业务发展规划、债务偿付风险等，说明标的资产未来盈利能力是否存在重大不确定性，本次交易是否有利于上市公司增强持续经营能力，是否有利于化解上市公司潜在风险

1、结合新能源发电行业及标的资产发电设施所在地的相关产业政策、行业发展前景、预期平均上网电价的变动趋势、标的资产业务发展规划、债务偿付风险等，说明标的资产未来盈利能力是否存在重大不确定性

(1) 新能源行业发展受到国家及地方多项政策鼓励

新能源发电行业的相关产业政策主要包括：

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
1	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	国家发改委、国家能源局	2025 年	按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。
2	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方	国务院办公厅	2024 年	加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
1	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	国家发改委、国家能源局	2025 年	按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。
	案》			洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率；持续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。
3	《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》	国务院办公厅	2024 年	建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制，加快构建碳排放总量和强度双控制度体系，积极稳妥推进碳达峰碳中和、加快发展方式绿色转型。
4	《2024-2025 年节能降碳行动方案》	国务院	2024 年	加快建设以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电光伏基地。合理有序开发海上风电，促进海洋能规模化开发利用，推动分布式新能源开发利用...提升可再生能源消纳能力。加快建设大型风电光伏基地外送通道，提升跨省跨区输电能力。加快配电网改造，提升分布式新能源承载力。积极发展抽水蓄能、新型储能。
5	《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》	国家能源局	2024 年	科学安排集中式新能源的开发布局、投产时序和消纳方向，指导督促市（县）级能源主管部门合理安排分布式新能源的开发布局，督促企业切实抓好落实，加强新能源与配套电网建设的协同力度。
6	《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	国家能源局	2024 年	规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，充分发挥新型储能作用，支撑构建新型电力系统。

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
1	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	国家发改委、国家能源局	2025 年	按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。
7	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	国家发改委、国家能源局	2022 年	完善能源绿色低碳转型科技创新激励政策。探索以市场化方式吸引社会资本支持资金投入大、研究难度高的战略性清洁能源技术研发和示范项目。采取“揭榜挂帅”等方式组织重大关键技术攻关，完善支持首台（套）先进重大能源技术装备示范应用的政策，推动能源领域重大技术装备推广应用。强化国有能源企业节能低碳相关考核，推动企业加大能源技术创新投入。
8	《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委、国家能源局	2022 年	全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。
9	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	国家发改委、国家能源局	2022 年	实现到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标。
10	《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》	国家发改委	2022 年	2022 年，对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目（以下简称“新建项目”），延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以充分体现新能源的绿色电力价值。鼓励各地出台针对性扶持政策，支持风电、光伏发电产业高质量发展。
11	《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局等	2021 年	目标到 2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右，占一次能源消费的 18%左右；可再生能源年发电量达到 3.3 万

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
1	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	国家发改委、国家能源局	2025 年	按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的要求，深化新能源上网电价市场化改革。坚持市场化改革方向，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担，完善适应新能源发展的市场交易和价格机制，推动新能源公平参与市场交易。坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。坚持统筹协调，行业管理、价格机制、绿色能源消费等政策协同发力，完善电力市场体系，更好支撑新能源发展规划目标实现。
				亿千瓦小时左右，风电和太阳能发电量实现翻倍。
12	《2030 年前碳达峰行动方案》	国务院	2021 年	大力发展新能源。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。
13	《第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	全国人大	2021 年	加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源；建设一批多能互补的清洁能源基地，非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右。

宁夏回族自治区的新能源发电行业相关产业政策主要包括：

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
1	《自治区发展改革委关于促进储能健康发展的通知》	自治区发改委	2024 年	在新能源富集地区、负荷中心地区、接入条件较好地区合理划定推荐区域，县区备案部门根据储能项目规划布局指引，指导优化储能项目备案选址；鼓励储能企业加大研发投入，特别是在提高系统效率、降低成本方面推动技术创新及应用；独立储能参与中长期电能量市场的，可同步享受调峰辅助服务收益。
2	《自治区发展改革委关于做好新	自治区发改委	2024 年	按照“全网统筹、保量稳率”原则，确定我区新能源利用率下限为 90%...我委将依据

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
	能源消纳工作的通知》			国家政策，指导国网宁夏电力公司持续加强电网建设，加强统计分析，优化运行管理，全面做好新能源并网消纳工作，保障自治区新能源高质量发展。
3	《关于推进能源绿色低碳转型的实施意见》	自治区党委办公厅、人民政府办公厅	2023 年	到 2025 年，宁夏清洁能源发电装机容量力争达到 5500 万千瓦，非化石能源消费比重达到 15%左右；到 2027 年，清洁能源发电装机容量超过 6000 万千瓦，非化石能源消费比重达到 16%左右；到 2035 年，清洁能源发电装机容量达到 1 亿千瓦以上，非化石能源消费比重达到 30%左右。
4	《宁夏回族自治区“十四五”扩大内需实施方案》	自治区发改委	2023 年	持续提高清洁能源利用水平，建设多能互补的清洁能源基地，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点加快建设大型风电、光伏基地。稳步推进集中式风电项目建设。
5	《宁夏回族自治区能源领域碳达峰实施方案》	自治区发改委	2023 年	充分发挥跨省跨区输电通道大范围优化配置资源作用，挖掘本地消纳能力，重点依托沙漠、戈壁、荒漠、采煤沉陷区等建设一批百万千瓦风电光伏基地。稳步推进集中式平价风电建设和分散风能资源开发，加快老旧风电项目技改升级，推广高塔筒、大功率、长叶片风机及先进技术，积极发展低风速风电。提高优质风、光资源利用效率和土地利用效率，提升存量新能源项目发电效益。
6	《宁夏回族自治区可再生能源发展“十四五”规划》	自治区人民政府办公厅	2022 年	加快发展太阳能发电。坚持集中开发和分布开发并举、扩大外送和就地消纳相结合的原则，整合沿黄地区和中部干旱带土地资源，推动沙漠、戈壁、荒漠、采煤沉陷区大型集中式光伏开发，重点在沙坡头区、红寺堡区、宁东能源化工基地、中宁县、盐池县、灵武市、利通区、同心县、青铜峡市等地建设一批百万千瓦级光伏基地...“十四五”期间，光伏发电成为全区电力增量主体，装机规模实现翻番，到2025年达到3250万千瓦以上。稳定推进风电开发...到 2025 年，全区风电装机规模达到 1750 万千瓦以上。

近年来，国家和宁夏回族自治区政府陆续出台多项政策，持续支持新能源发电行业以及储能行业的快速发展，政策导向从提升新能源发电装机规模逐步向引导新能源行业高质量健康发展转变。在上述政策的支持和推动下，新能源发电行

业在保持装机量稳定快速增长的同时，在发电效率、消纳能力、综合效益等方面都逐步提升。

（2）新能源发电行业具有广阔的发展前景

1）新能源新增装机量持续保持在高位水平

根据 IEA 的数据，2023 年全球可再生能源新增装机容量约 507GW，相比 2022 年增长近 50%，为过去 20 年以来最快的增长速度，其中光伏新增装机容量 375GW，风电新增装机容量 108GW。根据 IEA 的预测，2030 年全球可再生能源累积装机规模将达到 11,008GW，其中光伏累积装机规模将达到 6,101GW，风电累积装机规模将达到 2,742GW，这意味着 2024 年-2030 年，全球光伏装机规模平均每年将新增超过 400GW，风电平均每年将新增超过 150GW。

根据国家能源局的数据，2023 年我国光伏新增装机量 217GW，风电新增装机量 76GW，占当年全国新增电力装机规模的比例分别为 60.2%和 21.1%。截至 2023 年末，我国光伏装机总容量达到 610GW，占电力装机总容量的 20.9%；风电装机总容量 441GW，占电力装机总容量的 15.1%。2024 年 1-11 月我国光伏新增装机量 218GW，风电新增装机量 51GW。根据国网能源研究院的数据，预计到 2030 年全国光伏、风电装机规模将达到 2,700GW，2024 年-2030 年光伏、风电装机量平均每年将新增超过 230GW。

2）新能源发电量占比不断提升，重要性日益凸显

随着新能源装机容量占比提升，全球发电量结构中风电、光伏发电量占比快速上升。根据 IEA 的数据，2023 年全球光伏、风电发电量占比合计超过 13.2%，对比 2016 年上升 8 个百分点。预计 2024 年风电和光伏合计发电量占比将超过水电，到 2028 年，风电和光伏合计发电量占比将超过 25%。

根据国家统计局及中国电力联合会的数据，2023 年我国风力发电量占总发电量比例为 9.4%，光伏发电量占总发电量比例为 6.2%，风电及光伏合计发电量占比达到 15.6%，高于全球的平均水平，对比 2016 年上升 10.5 个百分点，增速亦快于全球平均水平。根据国家能源局的数据，2024 年中国光伏、风电发电量占比预计将超过 17%。

3) 新能源装机量提升促进储能装机需求

由于风能和太阳能具有随机性和间歇性的特点,随着风电和光伏发电装机量占比逐步提升,对于储能的需求日益增加。储能技术在电力系统中扮演愈发重要的作用,对于储能的市場需求呈现快速增长的趋势。根据中关村储能产业技术联盟(CNESA)的数据,2023 年全球储能累计装机规模达 289.2GW,同比增长 21.9%,其中除抽水蓄能以外的新型储能装机占比持续提升,2023 年累计装机规模达 91.3GW,同比增长 99.8%,为全球储能装机增长的主要来源。2020~2023 年新型储能新增装机规模均保持较高增速,年新增装机量由 4.7GW 提升至 45.6GW,年复合增长率达 113.6%。2023 年我国新型储能新增装机规模达到 22.6GW,累计装机规模达到 31.4GW。根据 CNESA 的预测,到 2030 年我国新型储能累计装机规模预计将达到 313.9GW,年平均新增装机规模超过 40GW。

(3) 新能源发电成本持续下降

当前,受技术进步带来的转化效率提升、上游原材料价格下降、设备生产环节的优化以及装机量规模提升带来的规模效应等诸多因素影响,风电及光伏发电成本均有一定程度下降。根据国际可再生能源署(IRENA)的数据,陆上风电全球加权平均平准化度电成本(LCOE)从 2010 年的 0.107 美元/KWh 降至 2022 年的 0.033 美元/KWh,2023 年进一步下降了 3%;海上风电全球加权平均 LCOE 从 2010 年的 0.197 美元/KWh 下降至 2022 年的 0.081 美元/KWh,2023 年进一步下降了 7%;光伏发电平均 LCOE 从 2010 年的 0.445 美元/KWh 下降至 2022 年的 0.049 美元/KWh,2023 年进一步下降了 12%。2023 年新增的可再生能源装机中,81%的可再生能源装机其发电的度电成本低于化石能源发电的度电成本。

根据水电水利规划设计总院的数据,2023 年中国陆上风电单位千瓦总投资平均约 4,500 元/KW,相比 2011 年下降了约 45%;2023 年中国集中式光伏单位千瓦总投资平均约 3,900 元/KW,相比 2011 年下降了约 74%。根据中国光伏行业协会估算,全国大部分地区光伏发电度电成本已实现低于 0.2 元/KWh,较传统能源经济性持续凸显,具备了改变发展模式的新质生产力特征。

随着风机大型化趋势的持续以及风机技术、生产制造能力和工程建造能力的增强,风电投资成本仍有进一步下降空间。而随着大尺寸硅片普及进一步摊薄非

硅成本以及光伏全产业链的技术和工艺进步，光伏发电投资成本预计仍将持续下降。风电及光伏发电投资成本的下降将有助于进一步提升风电场及光伏电站项目的盈利能力。

(4) 新能源发电上网电价将形成短期内波动、长期稳定的价格动态调整机制

1) 市场化交易下上网电价主要由电力的供求关系决定

2015 年 3 月，中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》和配套的六个文件，对深化电力体制改革、完善市场化交易机制作出总体部署。自此之后，中央及各部委陆续出台有关输配电价改革、跨省跨区电能交易价格形成机制、电力中长期交易、绿色电力交易等相关政策，从多个方面同步推进电力市场化改革建设。当前，我国覆盖省间省内，包括电力中长期、现货、辅助服务的全周期全品种市场体系已建立；省间电力市场趋于完善，省内电力中长期与现货交易协同开展。

电力中长期交易由电力交易机构在电力交易平台按照年、月、多日等周期组织开展，主要包括省内电力交易和跨省区电力交易，在省内电力交易下，电网及电力用户可通过直接交易的方式向计入本省网控制的发电企业购买电力。跨省区电力交易下，则通过电力交易中心跨省区购买电力。

电力中长期交易模式一般包括双边协商场外交易、集中撮合交易和挂牌交易等组织类型。双边协商场外交易下，电力供需双方自由签订双边合同，独立决定成交电力交易数量和价格；集中撮合交易是集中买卖双方报价和电量，卖方报价从低到高排序，买方报价从高到低排序，将买卖双方报价进行报价匹配并进行成交；挂牌交易中，交易主体在市场挂牌，报价需求包括报价和交易量；其他交易主体愿意交易可以摘牌，先来先得；如果出现同时竞争关系，可以再次竞价，价优者得。

因此，在电力市场化交易模式下，上网电价由市场决定，实质是电力供需关系的具体体现。

2) 短期内上网电价波动主要受供需关系及分时电价政策影响

①上网电价的波动主要受短期内电力供给和需求关系的影响

当前电力市场化交易占比不断提高，国务院新闻办公室公布的数据显示，全国市场化交易电量占全国发电总量的比重由 2016 年的 16.3%提高到 2023 年的 60.3%。宁夏电力市场化交易比例高于全国平均水平，根据宁夏自治区发改委印发的《自治区发展改革委关于核定 2024 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》《自治区发展改革委关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，2024 年、2025 年宁夏普通风电、光伏项目优先发电计划电量分别为 55.35 亿千瓦时、60.72 亿千瓦时，除优先发电计划以外的电量全部进入电力交易市场。按照宁夏风电、光伏年发电量计算，宁夏 2024 年风电、光伏发电市场化交易比例预计将超过 90%。

新能源装机量快速增长推动宁夏电力总装机量快速上升。2023 年宁夏电力装机量增加约 5.6GW，同比增长约 18%，全部来自于风电、光伏新增装机容量。另一方面，需求侧的增速慢于新能源装机量的增长，2023 年宁夏全社会电力消费量达到 1,387 亿千瓦时，相比 2022 年全年增长约 11.0%。同时，2023 年宁夏电网跨区跨省外送电量为 876.19 亿千瓦时，同比下降 7.23%。

在宁夏高市场化交易比例的电力市场中，短期内电力供需关系的不匹配对上网电价有明显影响，当前宁夏新能源装机量快速增加，发电装机容量增速快于自治区内电力需求增速，且外送电量出现一定下滑，导致 2023 年以来宁夏新能源上网电价呈下降趋势。但随宁夏至湖南±800 千伏特高压直流工程等建成后，宁夏的电力外送能力将进一步增强，年外送电量有望增加 400 亿千瓦时以上。同时，全国整体电力市场化交易比例有望持续提升，截至 2023 年末全国电力市场化交易电量占全社会用电量的比重达到 61.4%，国家能源局预测 2024 年全国市场化交易电量同比增长 7.6%，占全社会用电量的比重将进一步提升。根据国家能源局编制的《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，预计到 2029 年将全面建成全国统一电力市场，全国电力交易规则和技术标准将全面实现统一。因此，随宁夏电力外送能力逐步提升，全国范围内电力市场化交易量和比例进一步增加，预计宁夏的电力供需关系有望逐步改善。

②分时电价政策下，光伏项目上网电价受到较大影响，风力项目上网电价受

影响相对较小

自 2021 年国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》以来，全国 33 个省级电网均已发布分时电价政策，实施峰谷电价。2024 年上半年以来，多地又对分时电价政策进行更新，在考虑午间时段光伏发电量较大的影响基础上，为引导用电负荷填谷，将午间的高峰时段调整为平段或谷段。

以宁夏为例，根据宁夏《关于核定 2024 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》和《关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》，每日 9:00-17:00 被划分为谷时段，且谷时段交易申报价格不超过平段价格（即燃煤标杆电价）的 70%。

由于光伏发电的主要出力时间与谷时段电价基本重合，因此在分时电价政策下，光伏电站的平均上网电价在历史年度整体呈现下降趋势。而风电发电由于无时段限制，受峰谷平价差影响较低，因此价格波动相对稳定。

3）长期看新能源消纳能力逐步提升，供需有望实现再平衡

① 供给侧：政策规范新能源高质量发展

2024 年 2 月，习近平总书记在中共中央政治局第十二次集体学习时强调，大力推动我国新能源高质量发展，统筹推进能源结构改革。针对风电光伏等新能源发电的周期性、间歇性和不稳定性等问题，要进一步建设好新能源基础设施网络，推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力，保障能源稳定供应。2024 年 6 月，国家能源局印发《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》，科学优化新能源利用率目标，以适应新形势下新能源高质量发展需要，同时进一步强化新能源利用率目标管理和执行，统筹新能源发展和系统消纳能力提升。

同时，面对行业面临的阶段性消纳和电价压力，新能源发电企业自建与收购项目评价将更为严谨，倾向于选择消纳电价风险更小的新能源项目，对于受分时电价政策影响较大的省份的投资决策更为谨慎。

因此，从供给侧来看，政策层面针对新能源发展的顶层设计将逐步引导新能源电力供给的有序增加，在保证新能源利用率达标的同时，实现高质量发展。而

在市场层面，新能源发电企业将结合当前新能源的消纳情况和电量及电价变动趋势，进一步调整项目开发的评价标准，动态调整项目投资。

② 需求侧：新能源电力需求有望进一步提升

我国可再生能源发展机制从注重价格、补贴、指标管理的供给侧保障型政策体系，将逐步转向“消纳责任权重+绿证”为主的消费侧引领型政策体系。2024年以来，政策逐步向需求侧引领转变，逐步引导重点用电单位消纳新能源电力，并首次下达行业新能源电力消费目标。根据国家发改委发布的《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2024〕598号），为推动可再生能源电力消纳责任权重向重点用能单位分解，向各省市下达电解铝行业绿色电力消费比例目标，要求电解铝行业企业每年需完成一定比例的绿色电力消费。未来来看，预计高耗能行业作为重点用能单位，用电量占比较高，政策可能通过将其纳入碳市场、设定绿色电力消费比例等措施引导高耗能企业通过消费绿电降低间接排放。随着政策进一步向消费侧引导，用户端对于新能源电力的消纳能力有望进一步提升。

因此，长期来看，供给端的新能源发电企业结合新能源的消纳情况和电量及电价变动趋势而对增量项目做出的针对性调整，以及需求端政策对于新能源电力消纳的引导性政策，将促使新能源电力的供求关系逐步实现供给和需求的动态平衡，从而使得市场化交易下的上网电价更准确地反映电力交易市场的供求关系，并相应的形成短期内波动、长期稳定的价格动态调整机制。

（4）标的公司2024年以来已获得多项新能源发电增量指标，将持续加快推进大型风光电项目建设

作为宁夏回族自治区唯一的自治区级国资风电、光伏及储能新能源产业平台，标的公司是宁夏回族自治区政府加快建设全国首个新能源综合示范区、构建以新能源为主体的新型电力系统、实现“双碳”目标的重要载体。根据自治区发改委2024年7月向宁夏电投出具的《关于加快推进3GW新能源项目建设的函》，“为推动自治区新能源发展，我委已同意将你公司承建的3GW新能源项目纳入年度建设开发方案，通知各地市政府、宁东管委会和国网宁夏电力公司在项目用地、电网接入等方面给予支持。请你公司抓紧对接各地市政府、宁东管委会和国网宁

夏电力公司，尽快落实项目用地、电网接入，推动项目早日开工建设。”截至本问询回复出具日，电投新能源根据上述自治区发改委出具的函件已取得 1.1GW 新能源增量指标核准并将其作为本次重组的募投项目，并已取得 2GW 绿电园区新能源复合项目增量指标。新项目实施后，随着标的公司累计新能源装机容量的逐步提升，经营业绩有望持续增加。

（5）标的公司不存在重大债务偿付风险

报告期内，电投新能源偿债能力的相关指标如下：

项目	2024年7月31日/ 2024年1-7月	2023 年 12 月 31 日/ 2023 年度	2022年12月31日/ 2022年度
资产负债率	78.02%	79.19%	77.39%
流动比率	1.44	1.16	1.26
速动比率	1.44	1.16	1.26
息税折旧摊销前利润（万元）	21,061.20	34,584.49	31,710.85
利息保障倍数	3.37	3.92	3.77
经营活动现金流量净额（万元）	13,336.22	23,767.55	26,932.63

注：流动比率=流动资产/流动负债，速动比率=（流动资产-存货净额）/流动负债；
 资产负债率=负债总额/资产总额；
 息税折旧摊销前利润=净利润+所得税费用+计入财务费用的利息支出+折旧+摊销；
 利息保障倍数=息税折旧摊销前利润/利息支出。

报告期各期末，电投新能源资产负债率分别为 77.39%、79.19%和 78.02%，整体处于较高水平，主要系新能源行业系资金密集型行业，通常需要以银行贷款方式进行项目建设，报告期内新建项目主要包括青龙山共享储能电站一期、宁东复合光伏电站、宁东储能电站一期及中卫复合光伏电站等，导致报告期内电投新能源资产负债率整体增加。

报告期各期末，电投新能源流动比率分别为 1.26 倍、1.16 倍和 1.44 倍，速动比率分别为 1.26 倍、1.16 倍和 1.44 倍，流动资产对于流动负债覆盖率较高且相对稳定，处于合理区间内。报告期各期末，电投新能源利息保障倍数分别为 3.77、3.92 和 3.37，公司盈利情况能够较好的覆盖利息支出。

整体而言，标的公司具有良好的偿债能力，业务经营和财务稳健性较强，短期、长期偿债资金安排妥当，不存在重大债务偿付风险。

综上，新能源行业发展受到国家及地方多项政策鼓励，具有广阔的发展前景，新能源发电上网电价将形成短期内波动、长期稳定的价格动态调整机制，标的公司 2024 年以来已获得多项新能源发电增量指标，不存在重大债务偿付风险，将持续加快推进大型风光电项目建设，标的公司未来盈利能力不存在重大不确定性。

2、本次交易是否有利于上市公司增强持续经营能力，是否有利于化解上市公司潜在风险

本次交易前，上市公司原有轴承业务持续亏损，通过本次交易，轴承业务相关资产及负债将自上市公司置出，置入具有广阔市场前景和较强盈利能力的光伏发电、风力发电及储能电站业务，实现由轴承业务到新能源业务的产业转型。当前新能源发电行业仍然享受到有力的政策支持，标的公司发电设施所在地宁夏回族自治区也持续出台多项政策鼓励支持新能源行业高质量发展。

在相关鼓励性政策的持续推动下，新能源发电行业在保持快速增长的同时也将逐步实现高质量发展，需求侧消纳能力不断提升，电力市场化交易比例快速增加，在构建新型电力系统中的重要性日益凸显。在此基础上，标的公司凭借宁夏唯一的自治区级国资风电、光伏及储能新能源产业平台的优势，有望借助宁夏建设全国首个新能源综合示范区的良好机遇，实现新能源装机规模和经营业绩的快速增加。长期来看，标的公司具备良好的业务发展前景。

根据《上市规则》9.3.1 条规定，“上市公司出现下列情形之一的，本所将对其股票交易实施退市风险警示：（一）最近一个会计年度经审计的利润总额、净利润、扣除非经常性损益后的净利润三者孰低为负值，且扣除后的营业收入低于 3 亿元。……”经上市公司财务部门初步测算，上市公司预计 2024 年度利润总额、净利润、扣除非经常性损益后的净利润均为负值，且扣除后的营业收入低于 3 亿元，因此上市公司股票可能被实施退市风险警示。

根据《上市规则》9.3.8 条规定，“上市公司因触及本规则第 9.3.1 条第一款规定情形，其股票交易被实施退市风险警示后，实际触及退市风险警示情形相应年度次一年度的年度报告表明公司不存在本规则第 9.3.12 条第一项至第七项任一情形的，公司可以向本所申请对其股票交易撤销退市风险警示。”

根据《上市规则》9.3.12条规定，“上市公司因触及本规则第9.3.1条第一款情形，其股票交易被实施退市风险警示后，实际触及退市风险警示情形相应年度次一年度出现下列情形之一的，本所决定终止其股票上市交易：（一）经审计的利润总额、净利润、扣除非经常性损益后的净利润三者孰低为负值，且扣除后的营业收入低于3亿元。（二）经审计的期末净资产为负值。（三）财务会计报告被出具保留意见、无法表示意见或者否定意见的审计报告。（四）追溯重述后利润总额、净利润、扣除非经常性损益后的净利润三者孰低为负值，且扣除后的营业收入低于3亿元；或者追溯重述后期末净资产为负值。（五）财务报告内部控制被出具无法表示意见或者否定意见的审计报告。（六）未按照规定披露内部控制审计报告，因实施完成破产重整、重组上市或者重大资产重组按照有关规定无法披露的除外。（七）未在法定期限内披露过半数董事保证真实、准确、完整的年度报告。（八）虽符合第9.3.8条的规定，但未在规定期限内向本所申请撤销退市风险警示。（九）撤销退市风险警示申请未被本所审核同意。（十）本所认定的其他情形。”

根据《备考审阅报告》，本次交易完成后，上市公司2023年度、2024年1-7月营业收入分别为46,291.25万元、28,641.52万元，上市公司2023年度、2024年1-7月归属于母公司所有者的净利润分别为6,403.15万元、4,954.38万元。通过本次重组，上市公司的盈利能力将显著优化，营业收入、归属于母公司所有者的净利润等财务指标将显著提升，有利于化解目前面临的退市风险。

综上，本次交易有利于上市公司增强持续经营能力，有利于化解上市公司潜在风险。

（三）上市公司资产置出的具体计划及时间进度安排；金天制造取得置出资产后的处置或营运计划，是否存在与本次置出资产后续处置相关的协议或约定，如是，是否与本次交易构成一揽子交易

1、上市公司资产置出的具体计划及时间进度安排

根据上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，置出资产置出的具体计划及时间安排如下：

(1)《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后，上市公司与置出资产承接方可签署内容和格式相同的《置出资产交割确认书》以确定置出资产交割日。自置出资产交割日起，置出资产的所有权利、义务及风险自上市公司转移至置出资产承接方（无论是否已实际办理变更登记和过户手续）。自置出资产交割日起，即视为上市公司已完全履行本次重大资产置换项下的对价支付义务。

(2)《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后，上市公司与置出资产承接方应尽快办理置出资产交割涉及的各项变更登记和过户手续，并保证最晚应于《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后的 12 个月内办理完毕以下工作：①对于需要办理变更登记和过户手续的置出资产（包括但不限于上市公司直接持有的股权、商标、专利、计算机软件著作权、不动产权等），置出资产承接方应与上市公司共同向相应的主管机关提交办理变更登记和过户手续所需的全部材料；②对于不需要办理变更登记和过户手续的置出资产，置出资产承接方应与上市公司完成对该等资产的清点及置出资产交接清单的编制工作。

根据《重大资产置换及发行股份购买资产协议》约定，该协议将于本次交易取得中国证监会同意注册批复后生效。

综上，上市公司置出资产将于本次交易取得中国证监会同意注册批复后，由上市公司与置出资产承接方签署《置出资产交割确认书》确定置出资产交割日，并于本次交易取得中国证监会注册批复后 12 个月内办理相关资产的变更登记和过户手续、资产清点及交接工作。

2、金天制造取得置出资产后的处置和营运计划，是否存在与本次置出资产后续处置相关的协议或约定，如是，是否与本次交易构成一揽子交易

根据宁夏电投、金天制造分别出具的《关于置出资产后续处置和营运计划的情况说明》，本次交易完成后，金天制造作为置出资产的承接方，将维持置出资产的业务管理模式和业务团队现状对相关资产进行营运管理，暂无对相关资产以对外转让或其他方式进行处置的计划；截至本问询回复出具日，宁夏电投、金天制造及其他本次重组的相关方不存在关于置出资产后续处置安排的相关协议或约定。

（四）盐池新能源的成立是否将影响本次交易作价，是否存在其他可能导致交易方案发生调整的事项

盐池新能源成立于 2024 年 10 月 11 日，系评估基准日后电投新能源与宁夏电投共同投资设立，现阶段主要负责完成盐池惠安堡 750MW 风光同场项目（募投项目之一）的投资开发和运营管理，募投项目未纳入本次置入资产收益法和市场法估值的评估范围。盐池新能源的成立不影响本次置入资产的评估值及交易作价，也不存在其他可能导致交易方案发生调整的事项。

（五）本次交易尚需履行的程序，其他必须的审批、备案或授权事项的完成情况

1、本次交易已履行的审批程序

（1）本次交易已经上市公司第十届董事会第七次会议、第十届董事会第十次会议审议通过；

（2）上市公司已经召开职工大会审议通过《职工安置方案》；

（3）本次交易涉及的置入资产和置出资产评估报告已经自治区国资委备案；

（4）上市公司控股股东宁国运及其一致行动人电投热力、自治区国资委已出具关于本次交易的原则性同意意见；

（5）交易对方已就本次交易的正式方案履行其内部决策程序；

（6）上市公司已召开股东会审议通过本次重组的正式方案并同意宁夏电投及其一致行动人免于发出要约；

（7）本次交易已经自治区国资委批准。

2、本次交易尚需履行的审批程序

（1）本次交易尚需经深交所审核通过；

（2）本次交易尚需经中国证监会同意注册。

综上，本次交易已履行了上市公司董事会、股东会及职工大会、交易对方内部决策程序及国资评估备案及批准等现阶段必要的审批程序，尚需经深交所审核

通过并经中国证监会同意注册后方可实施。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、访谈上市公司及电投新能源管理层，了解本次交易后上市公司的战略发展规划、业务管理模式、组织结构管理体系，了解未来上市公司的整合管控计划。

2、查阅新能源发电行业相关产业政策及相关行业研究报告，查阅电投新能源新增指标的项目备案文件，访谈电投新能源管理层，了解标的公司未来的业务发展规划。

3、查阅上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》；查阅宁夏电投、金天制造、宁国运出具的《关于置出资产后续处置和营运计划的情况说明》。

4、查阅盐池新能源的工商档案、募投项目的项目备案文件、置入资产的评估说明及评估明细表。

5、查阅上市公司第十届董事会第七次会议决议、第十届董事会第十次会议决议、2024年第六次临时股东会决议、职工大会决议，查阅上市公司控股股东及其一致行动人、自治区国资委关于本次交易的原则性同意意见；查阅交易对方宁夏电投审议本次交易正式方案的董事会决议；查阅标的资产国资评估备案表及自治区国资委对本次交易的批复文件。

（二）核查结论

经核查，独立财务顾问认为：

1、上市公司可以实现对标的公司的有效整合与管控，通过重组增强持续经营能力和市场竞争力，有效应对整合管控风险。

2、标的公司未来盈利能力不存在重大不确定性，本次交易有利于上市公司增强持续经营能力，有利于化解上市公司潜在风险。

3、上市公司置出资产将于本次交易取得中国证监会同意注册批复后，由上

市公司与置出资产承接方签署《置出资产交割确认书》确定置出资产交割日；金天制造暂无对置出资产以对外转让或其他方式进行处置的计划，截至本问询回复出具日，宁夏电投、金天制造**及其他**本次重组的相关方不存在关于置出资产后续处置安排的相关协议或约定。

4、盐池新能源的成立不影响本次置入资产的评估值及交易作价，也不存在其他可能导致交易方案发生调整的事项。

5、本次交易已履行上市公司董事会、股东会及职工大会决策程序、交易对方决策程序及国资评估备案、国资批准等现阶段必要的审批程序，尚需经深交所审核通过并经中国证监会同意注册后方可实施。

问题二 关于拟保留资产的情况

申请文件显示：本次交易中，上市公司拟保留桂林海威船舶电器有限公司（以下简称桂林海威）75%股权、北京宁银西北轴承销售有限公司（以下简称北京西轴销售）45%股权，西北亚奥信息技术股份有限公司（以下简称西北亚奥）16%股权及柴油机土地。桂林海威主要从事船舶电器产品的研发、生产及销售。北京西轴销售于2024年3月11日进入破产清算程序，西北亚奥于2023年10月24日进入强制清算程序。报告期内，上市公司对收购桂林海威产生的商誉累计计提减值准备20723.97万元。

请上市公司补充说明：（1）结合船舶电器行业发展情况、桂林海威的经营情况、财务状况、规范运作情况等，说明上市公司拟保留桂林海威股权的原因，相关商誉减值计提是否充分；（2）柴油机土地的用途、性质、权利限制、是否存在权属争议等，上市公司保留柴油机土地的原因；（3）西北亚奥的主营业务，上市公司投资该公司的背景和原因；（4）北京西轴销售破产清算程序、西北亚奥强制清算程序的基本情况、截至回函披露日的最新进展，上市公司保留相应股权的原因及影响；（5）针对上述拟保留资产，上市公司是否制定了后续处置计划或安排，如是，详细说明；（6）上市公司是否通过本次交易完全置出了现有轴承业务，如否，说明原因及后续安排。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请会计师核查（1）、律师核查（2）（4）（5）（6）核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）结合船舶电器行业发展情况、桂林海威的经营情况、财务状况、规范运作情况等，说明上市公司拟保留桂林海威股权的原因，相关商誉减值计提是否充分

1、船舶电器行业发展情况

桂林海威所处行业为船舶电器行业的细分行业，主要生产销售船用电气系统、

控制设备等产品，应用于舰船配套装备，属于军工装备。该行业除桂林海威外，还有少数央企下属单位从事相关设备和零部件的科研和生产。

根据中华人民共和国国务院新闻办公室发布的国防白皮书《中国的军事战略》，“海军按照近海防御、远海护卫的战略要求，逐步实现近海防御型向近海防御与远海护卫型结合转变，构建合成、多能、高效的海上作战力量体系，提高战略威慑与反击、海上机动作战、海上联合作战、综合防御作战和综合保障能力。”中央军委印发《关于深化国防和军队改革的意见》中指出要“优化武器装备规模结构，减少装备型号种类，淘汰老旧装备，发展新型装备”。船舶电器行业对舰船建造十分必要，随着我国海军建设发展，船舶电器行业将保持稳定的发展态势。

根据财政部统计数据，2014年至2023年十年间我国中央本级国防支出预算复合增长率约为7.6%，2024年国防支出预算为1.67万亿，较上年增长7.2%，国防支出预算一直保持持续稳定增长态势。增加的国防支出主要用于以下几个方面：一是推进军队建设“十四五”规划执行，保障重大工程、重点项目实施，全面加强练兵备战，巩固提高一体化国家战略体系和能力。二是加快国防科技创新发展，推进现代化后勤建设，实施国防科技和武器装备重大工程，加速科技向战斗力转化。在此背景下，国防支出在未来一段时期内预计将保持稳定，国防支出的增长从宏观方面为桂林海威所在行业创造了稳定的需求环境。

2、桂林海威的经营情况及财务状况

桂林海威成立于2000年，主要生产销售船用电气系统、控制设备等产品，是国内船舶电器细分领域的主要生产厂家，市场占有率位居行业前列。桂林海威拥有完备的生产销售所需军工资质，拥有数十年水面舰艇设备研发及配套生产的经验，专注自主研发，曾获得广西计算机推广应用成果奖一等奖，广西壮族自治区科学技术进步奖二等奖等奖项。

以2021年财务数据为基数“1”，对2022年及2023年趋势进行列示，最近三年，桂林海威主要财务数据如下：

项目名称	2021年12月31日 /2021年度	2022年12月31日 /2022年度	2023年12月31日 /2023年度
营业收入	1	2.46	2.39
营业成本	1	2.92	2.82

项目名称	2021 年 12 月 31 日 /2021 年度	2022 年 12 月 31 日 /2022 年度	2023 年 12 月 31 日 /2023 年度
资产总计	1	1.07	0.97
负债合计	1	2.38	4.01
所有者权益合计	1	1.04	0.89
净利润	1	1.98	3.09

2021-2023 年，桂林海威均为盈利状态，其作为上市公司控股子公司由上市公司聘请会计师对其财务报表进行年度审计，审计意见为标准的无保留意见。

3、桂林海威的规范运作情况

(1) 基本情况

桂林海威已建立完善的公司制度和股东会运作机制，并设立董事会及一名监事，公司事项依照公司章程及相关规定履行股东会、董事会决策，受监事监督。桂林海威董事会共 5 人，上市公司提名董事占 4 人，其中 1 人为桂林海威法定代表人并任董事长，1 人兼任总经理；设 1 名监事，由上市公司提名。

桂林海威作为上市公司控股子公司纳入上市公司内部控制评价范围，**宝塔实业**建立了《宝塔实业子公司监督管理制度》《宝塔实业子公司年度目标责任考核管理办法》，强化对桂林海威规范运作和内部管理。

具体管理措施方面，2024 年，宝塔实业组织签订了《桂林海威船舶电器有限公司 2024 年度目标责任书》，明确了桂林海威的年度经营指标和重点工作任务，并作为年度考核的依据；组织召开年度综合考核会议，协同上市公司各相关部门对桂林海威年度经营指标及重点工作任务完成情况进行核实，听取桂林海威年度述职述责报告；针对降本增效专项工作，要求桂林海威按季度提供专项工作报告。除上述日常监督及考核管理外，上市公司还对桂林海威执行财务监督和重大事项监督决策。

2021 年至 2023 年，桂林海威不存在被当地主管市场监督管理局、应急管理局、税务局、社会保险事业管理中心、住房公积金管理中心实施行政处罚的情形。

(2) 关于桂林海威 2024 年被特定产品客户暂停参加采购活动的具体情况

1) 被特定产品客户暂停参加采购活动的原因、期间

2024 年 4 月 8 日，桂林海威收到被中央军委装备发展部合同监管局列入采购失信名单的通知。根据该通知，桂林海威于 2024 年 1 月 27 日至 2024 年 10 月 26 日被暂停参加特定产品采购活动。根据桂林海威管理层推测，暂停事由为桂林海威在 2013 年至 2014 年期间存在资金支付和使用不当情况。

上市公司于 2017 年收购桂林海威后，桂林海威未再发生过类似情况，桂林海威已在《财务制度汇编》建立了相关资金管理制度，专门制定了《费用支付审批办法》，全面细化了费用支付审批的程序和权限划分，并加强了资金支付业务环节的监督，以杜绝资金使用不合规事项的发生。

2) 被特定产品客户暂停参加采购活动对桂林海威及上市公司的影响

桂林海威营业收入全部来自特定产品收入，暂停参加采购活动导致桂林海威 2024 年在暂停期间内无法参与涉军单位的招投标活动，无法获取新订单，但对暂停期前已签订生效待履行和正在履行的合同订单无影响。

2024 年，桂林海威并未因暂停参加采购活动而停止经营，仍持续生产满足已签订合同的交付任务，生产消耗总工时较 2023 年有所增长，实际交付多批次产品及维修备件，并完成了年度装备生产任务。桂林海威 2024 年度实际业绩不及 2023 年末商誉减值时预测情况，主要受 2024 年度军工审价幅度加大影响，部分已验收交付的产品于 2024 年第四季度按照军工审价实际结果对产品价格进行了调减，导致相关产品收入有所下降，实际收入及毛利情况不及预期。如假设 2024 年桂林海威主要产品价格与 2023 年保持一致，则 2024 年实际收入较 2023 年完成比例为 128%。2024 年，桂林海威实现回款金额为 2023 年同期回款的 98.77%，暂停参加采购活动对桂林海威及上市公司 2024 年生产经营和业绩未造成重大不利影响。考虑在暂停参与采购期间桂林海威无法满足招投标条件，桂林海威已根据对下游客户需求的预判进行提前备产，待暂停参与采购期间届满后再与客户协商签订采购合同，上述暂停采购活动预计不会对桂林海威及上市公司未来年度生产经营和业绩产生重大不利影响。

2025 年 2 月 10 日，桂林海威已收到被移出采购失信名单的通知。

截至本回复出具日，上述暂停活动已到期，桂林海威在暂停期满后根据客户要求提前进行了备产备货，不存在其他影响其参与客户采购活动的类似情况。

（3）桂林海威内部控制及上市公司管控的有效性

桂林海威经营模式为生产并向客户销售船用电气系统等产品，建立了《经营管理制度》《发货管理制度》等多项与销售活动相关的内部制度，2021 年以来有效执行了与销售活动相关的内控制度。

上市公司对桂林海威按照《宝塔实业子公司监督管理制度》《宝塔实业子公司年度目标责任考核管理办法》等制度进行管理，并以向桂林海威委派董事长、董事、监事、财务负责人等方式实现对桂林海威的有效管控，通过上述措施，上市公司可以及时了解影响桂林海威经营管理的重大事项。

4、上市公司拟保留桂林海威股权的原因

与拟置出轴承业务相比，桂林海威 2021 年至 2023 年呈盈利状态。近年来，国际形势日趋紧张，中东、欧洲等地区不断出现区域化战争及摩擦，我国为面对未来错综复杂的国际形势，亦提前储备军事力量及军事装备；同时，近年来我国军费投入持续增长，预计“十五五”期间军费仍呈现增长趋势，对于国防装备仍将保持较高投入。桂林海威主营产品作为搭载导弹装备的大、中型水面舰艇的必需装备，具有较好的发展前景。

军工制造行业技术附加值相对较高、科技含量相对较足，故上市公司将桂林海威留在上市公司体内，未来可以并购或自身培养等形式，切入军工制造的其他业务领域，进一步提升上市公司盈利能力、抗风险能力及跨周期能力。

5、桂林海威相关商誉减值计提是否充分

（1）报告期内商誉减值测试情况

2021 年至 2023 年，上市公司根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》等相关规定，分别委托北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）、中联资产评估集团有限公司对 2021 年末、2022 年末、2023 年末桂林海威业务资产组的可回收金额进行了评估，可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与

资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定，最终选取预计未来现金流量的现值为可收回金额。

商誉减值评估使用的关键参数如下：

项目	2021 年主要参数	2022 年主要参数	2023 年主要参数
预测期	预测期为 2022 至 2026 年，后续为稳定期	预测期为 2023 年至 2027 年，后续为稳定期	预测期为 2024 年至 2028 年，后续为稳定期
营业收入	2021 年至 2026 年营业收入复合增长率为 34%，稳定期保持预测期最后一年的营业收入水平	2022 年-2027 年营业收入复合增长率为 11%，稳定期保持预测期最后一年的营业收入水平	2023 年-2028 年营业收入复合增长率为 12%，稳定期保持预测期最后一年的营业收入水平
营业成本	根据历史成本率为基础并结合行业发展预测各期营业成本，预测期内平均毛利率为 53.14%	营业成本预测是在历史单位成本及毛利率的基础上，结合对未来市场价格走势预测各期单位成本并根据预估销售量计算得出，预测期内平均毛利率为 48.15%	营业成本预测是在历史单位成本及毛利率的基础上，结合对未来市场价格走势预测各期单位成本并根据预估销售量计算得出，预测期内平均毛利率为 40.41%
期间费用	根据历史年度费用明细项并结合市场状况预测未来年度费用，预测期内平均期间费用率为 8.85%	根据历史年度费用明细，按照与收入的比例并结合市场状况预测未来年度费用，预测期内平均费用率为 7.96%	根据历史年度费用明细，按照与收入的比例并结合市场状况预测未来年度费用，预测期内平均费用率为 8.47%
折现率	采用加权平均资本成本模型 WACC（税后）折现率为 11.18%，税前为 13.15%	采用加权平均资本成本模型 WACC（税后）计算为 9.36%，税前为 11.01%。	采用资本资产定价（CAPM）模型（税后）计算为 8.64%，税前为 11.41%。

截至 2021 年 12 月 31 日，桂林海威船舶电器有限公司业务资产组的预计未来净现金流量的现值为 19,892.00 万元，公允价值减去处置费用后的净额为 18,901.00 万元，根据孰高原则，确定资产组的可收回金额为 19,892.00 万元，当期计提的商誉减值金额为 894.03 万元。

截至 2022 年 12 月 31 日，桂林海威船舶电器有限公司业务资产组的预计未来净现金流量的现值为 16,825.41 万元，公允价值减去处置费用后的净额为 15,900.70 万元，根据孰高原则，确定资产组的可收回金额为 16,825.41 万元，当期计提的商誉减值金额为 2,281.81 万元。**2022 年度，桂林海威整体经营业绩未**

达到 2021 年末预测水平，结合桂林海威实际经营情况，公司对预测期的一些关键假设进行了调整。其中，预测期营业收入增长率由 34%下调至 11%，主要是考虑未来军工审价可能会对桂林海威产品价格造成一定不利影响；预测期毛利率由 53%下调至 48%，主要系 2022 年桂林海威实际毛利率受军工审价影响而下降；预测期期间费用率由 8.85%下调至 7.96%，主要原因系 2022 年度桂林海威营业收入上升导致当年实际期间费用率下降，公司结合桂林海威实际期间费用率及未来发展规划预测未来期间费用率有所下降。

截至 2023 年 12 月 31 日，桂林海威船舶电器有限公司业务资产组预计未来净现金流量的现值为 9,295.89 万元，公允价值减去处置费用后的净额为 9,242.65 万元，根据孰高原则，确定资产组的可收回金额为 9,295.89 万元，当期计提的商誉减值金额为 5,652.02 万元。2023 年度，桂林海威整体经营业绩未达到 2022 年末预测水平，结合桂林海威实际经营情况，公司对预测期的一些关键假设进行了调整。其中，预测期营业收入增长率由 11%上调至 12%，主要是桂林海威预计未来有新产品投入市场形成新的收入增长点；预测期毛利率由 48%下调至 40%，主要是考虑到军工审价可能涉及到的订单范围更大；预测期期间费用率由 7.96%上调至 8.47%，主要是结合历史期间实际情况同时预计未来将加大研发费用投入而进行调整。

(2) 桂林海威预测业绩完成情况

2021 年末、2022 年末、2023 年末，桂林海威较商誉减值评估时业绩预测情况的实际完成比例如下：

完成率	2022 年度	2023 年度	2024 年度
营业收入	90.68%	84.57%	74.05%
毛利	49.75%	48.89%	44.60%
营业利润	27.85%	40.12%	29.21%

注：2024 年桂林海威实际业绩未经审计，2022 年-2024 年桂林海威营业收入、毛利低于商誉减值评估时预测值，主要原因系受军工审价影响，主营产品价格有所下降，由于毛利及营业利润的预测基数小于营业收入，因此毛利、营业利润下降幅度大于收入下降幅度。

(3) 商誉减值计提的充分性

经商誉减值测试，2021 年末、2022 年、2023 年末上市公司分别对桂林海威计提了商誉减值准备，商誉减值测试过程如下：

单位：万元

项目	2023 年末	2022 年末	2021 年末
商誉账面余额□	27,533.28	27,533.28	27,533.28
商誉减值测试准备余额□	15,071.95	12,790.14	11,896.11
商誉的账面价值□=□-□	12,461.33	14,743.13	15,637.17
未确认归属于少数股东权益的商誉价值□	4,153.78	4,914.38	5,212.39
包含未确认归属于少数股东权益的商誉价值□=□+□	16,615.10	19,657.51	20,849.56
资产组的账面价值□	216.81	210.31	234.49
包含整体商誉的资产组的账面价值□=□+□	16,831.91	19,867.82	21,084.04
资产组预计未来现金流量的现值（可收回金额）□	9,295.89	16,825.41	19,892.00
商誉减值损失（大于 0 时）□=□-□	7,536.03	3,042.41	1,192.04
上市公司商誉减值金额（□*持股比例）	5,652.02	2,281.81	894.03

针对上市公司已经计提的商誉减值，上市公司已经严格按照《企业会计准则第 8 号-资产减值》等相关规定进行测算。减值测试过程中对相关关键指标的估计、判断，充分考虑了相应评估基准日可获取的内外部信息，预计可回收金额的预测参数选取符合相应评估基准日桂林海威的实际经营情况和宏观环境情况。相关资产组的可回收价值由上市公司聘请的专业机构进行评估，并经上市公司年审会计师对商誉减值过程进行复核确认，从程序上确保已计提商誉减值的充分性，符合相关会计准则要求。

（二）柴油机土地的用途、性质、权利限制、是否存在权属争议等，上市公司保留柴油机土地的原因

1、柴油机土地的用途、性质、权利限制、是否存在权属争议

柴油机土地系宝塔实业持有的坐落于西夏区怀远西路北侧、文昌北路东侧的一处工业用地，使用权面积为 70,115.7 平方米，产权证为银国用（2016）第 10476 号，土地使用权人为宝塔实业，使用权类型为出让，终止日期为 2046 年 3 月 9

日。

根据银川市不动产登记事务中心出具的《银川市不动产登记信息查询单》，该宗土地使用权不存在预告登记、抵押、查封、异议、冻结等权利限制。

截至本问询回复出具日，宝塔实业合法拥有柴油机土地土地使用权，不存在预告登记、抵押、查封、异议、冻结等权利限制，不存在权属争议。

2、上市公司保留柴油机土地的原因

(1) 柴油机土地因历史遗留原因存在房地权属不合一情形，无法办理产权变更

根据最高人民法院（2014）民二终字第 198 号二审民事判决书，因历史遗留原因，柴油机土地及地上建筑物存在房地权属不合一的情形。其中，上市公司拥有该宗用地的土地使用权，常柴银川柴油机有限公司（以下简称“常柴公司”）拥有其地上建筑物房屋所有权，该判决书中最高人民法院对柴油机土地房地权属分离的合法性进行了确认。

根据宁夏回族自治区高级人民法院（2018）宁民终 38 号民事判决书，判决认定上市公司拥有柴油机土地的使用权及收益权，常柴公司需按单位面积土地占用使用费 9.15 元/m²/年向上市公司支付实际占用期间的相应费用。

根据《中华人民共和国民法典》第三百五十六条规定：“建设用地使用权转让、互换、出资或者赠与的，附着于该土地上的建筑物、构筑物及其附属设施一并处分。”因此，转让土地使用权的，其地上建筑物也应一并转让。由于柴油机土地存在房地权属不合一的情形，除非地上建筑物的房屋所有权人常柴公司一并同意转让，否则该宗土地无法进行产权转让，无法办理产权过户登记手续。基于不动产产权的转让以登记为生效条件，未办理登记的转让行为无法产生物权效力。

因此，由于柴油机房地权属不合一，且上市公司未取得地上建筑物所有权人常柴公司关于同意一并转让地上建筑物房屋所有权的同意函，柴油机土地使用权无法单独转让，因此，本次交易方案中上市公司将柴油机土地纳入保留资产范围。

(2) 柴油机土地不属于轴承业务相关资产

柴油机土地地上建筑物由房屋所有权人常柴公司使用，上市公司除根据宁夏回族自治区高级人民法院（2018）宁民终 38 号民事判决书收取该宗用地的土地占用费外，未在该宗土地上开展其他经营活动。柴油机土地不属于轴承业务相关资产，不会影响置出资产的业务完整性。

（3）保留柴油机土地可持续为上市公司带来收益

根据生效判决宁夏回族自治区高级人民法院（2018）宁民终 38 号《民事判决书》，常柴公司应当自 2017 年 6 月 23 日起按单位面积土地占用使用费 9.15 元/m²/年向宝塔实业支付实际占用期间的相应费用，最近 3 年，上市公司均已收到了银川市中级人民法院执行款专户支付的土地占用费，保留该宗土地可持续为上市公司带来收益。

综上，基于柴油机土地的房地权属不合一且未取得地上建筑物所有权人关于同意一并转让地上建筑物房屋所有权的同意函，柴油机土地使用权无法单独转让；该宗用地不属于轴承业务相关资产，不会影响置出资产的业务完整性，并可持续为上市公司带来土地占用费收益等事实情况，上市公司将柴油机土地作为保留资产具有合理性。

（三）西北亚奥的主营业务，上市公司投资该公司的背景和原因

1、西北亚奥的主营业务

西北亚奥设立于 2000 年 4 月，业务范围包括：设计、制造、销售系统集成、应用软件开发、通信、信息及计算机网络产品，并对产品进行售后维修服务。根据广东省深圳市福田区人民法院作出的《民事裁定书（（2023）粤 0304 清申 22 号）》显示，2005 年 1 月以后西北亚奥未再开展经营活动。

2、上市公司投资西北亚奥的背景和原因

2000 年 2 月 28 日，上市公司与深圳市亚奥新实业有限公司、深圳民鑫实业有限公司、深圳市汇银峰投资有限公司、宁夏铁路多元发展集团有限公司、宁夏东方钼业股份有限公司、吴忠仪表股份有限公司共同投资设立西北亚奥并签署《联合经营“西北亚奥信息技术股份有限公司”合同》。各出资人本着加强经济合作和技术交流的愿望，采用深圳市亚奥新实业有限公司的先进技术和各出资人

单位科学的经营管理方法，发展高科技通信及信息业产品，使投资各方获得满意的经济利益。

（四）北京西轴销售破产清算程序、西北亚奥强制清算程序的基本情况、截至回函披露日的最新进展，上市公司保留相应股权的原因及影响

1、北京西轴销售破产清算程序、西北亚奥强制清算程序的基本情况、截至回函披露日的最新进展

（1）关于北京西轴销售破产清算程序基本情况及最新进展

2024年3月11日，北京市第一中级人民法院作出（2024）京01破申202号《民事裁定书》，因北京西轴销售以公司不能清偿到期债务、资产不足以清偿全部债务为由，向该院申请进行破产清算，北京市第一中级人民法院裁定受理北京西轴销售的破产清算申请。

2024年4月15日，北京市第一中级人民法院作出（2024）京01破164号《决定书》，指定北京市海问律师事务所担任北京西轴销售管理人。

2024年4月22日，北京西轴销售管理人向北京西轴销售的法定代表人、股东、董事、监事、高级管理人员以及财务管理人员、其他经营管理人员和财产、资料的直接保管人员发出《北京宁银西北轴承销售有限公司破产清算案交接通知》。

2024年12月20日，北京市第一中级人民法院作出（2024）京01破164号之一《民事裁定书》，裁定宣告北京西轴销售破产。

2024年12月23日，北京西轴销售管理人向北京西轴销售债权人发出《北京宁银西北轴承销售有限公司破产清算案关于提请审议表决<破产财产变价方案><破产财产预分配方案>的报告》，该报告已通过债权人表决。

截至本问询回复出具日，北京西轴销售已被法院宣告破产，正在清算过程中。

（2）关于西北亚奥强制清算程序基本情况及最新进展

2023年10月24日，广东省深圳市福田区人民法院作出（2023）粤0304清申22号《民事裁定书》，裁定受理申请人宁夏东方钽业股份有限公司对被申请人

西北亚奥的强制清算申请。

2024 年 7 月 16 日，广东省深圳市福田区人民法院作出（2023）粤 0304 强清 43 号《指定清算组裁定书》，指定广东港联律师事务所担任西北亚奥清算组。

2024 年 7 月 29 日，西北亚奥清算组向西北亚奥的法定代表人、股东、董事、监事、高级管理人员发出《西北亚奥信息技术股份有限公司清算组关于敦促债务人及相关人员履行清算义务的函》。

2024 年 10 月 9 日，宝塔实业就西北亚奥清算组送达的《西北亚奥信息技术股份有限公司债权表（核查稿）》发表核查意见，就湖南长炼兴长集团有限公司申报的债权提出异议；2024 年 11 月 25 日，西北亚奥清算组向西北亚奥全体股东出具《西北亚奥信息技术股份有限公司强制清算案债权审核复核函》，并对湖南长炼兴长集团有限公司申报的债权进行复核确认。

截至本问询回复出具日，西北亚奥管理人正在进行相关债权申报及审核中，清算程序尚未完成。

2、上市公司保留相应股权的原因及影响

根据《中华人民共和国企业破产法》第七十七条第二款：“在重整期间，债务人的董事、监事、高级管理人员不得向第三人转让其持有的债务人的股权。但是，经人民法院同意的除外。”尽管除该规定外，现行法律法规未对清算过程中企业的股权转让作出其他限制，但在实际操作中，股权转让通常需取得管理人或人民法院同意，且存在登记机关无法办理股权转让登记的可能性，将一定程度增加本次交易实施的不确定性。

此外，企业完成清算后，将依法办理注销登记。根据《中华人民共和国公司法（2023 修订）》第三十七条规定：“公司因解散、被宣告破产或者其他法定事由需要终止的，应当依法向公司登记机关申请注销登记，由公司登记机关公告公司终止。”根据《中华人民共和国市场主体登记管理条例实施细则》第四十四条规定：“市场主体因解散、被宣告破产或者其他法定事由需要终止的，应当依法向登记机关申请注销登记。依法需要清算的，应当自清算结束之日起 30 日内申请注销登记。依法不需要清算的，应当自决定作出之日起 30 日内申请注销登记。”

市场主体申请注销后，不得从事与注销无关的生产经营活动。自登记机关予以注销登记之日起，市场主体终止。”北京西轴销售、西北亚奥在完成清算后，将依法办理注销登记，该等公司注销后，主体资格消灭。

因此，基于在清算程序中转让股权需取得管理人及/或人民法院同意及可能无法办理登记等可能会给本次交易实施带来不确定性的情况，并且相关企业在清算后会依法办理注销，主体资格将会予以消灭。为了顺利推进本次交易，减少交易的不确定性，上市公司保留相应公司股权具有合理性。截至本问询回复出具日，北京西轴销售已被法院宣告破产，西北亚奥清算程序正在推进中，待该企业依法清算并办理注销后，预计不会对上市公司生产经营及财务状况构成重大不利影响。

（五）针对上述拟保留资产，上市公司是否制定了后续处置计划或安排，如是，详细说明

针对上述拟保留资产，上市公司后续安排如下：

1、针对桂林海威 75%股权，桂林海威主营业务为船舶电器，具备一定盈利能力，上市公司拟长期保留桂林海威股权；

2、就柴油机土地，如本题“（二）、2”所述，基于柴油机土地的房地权属不合一且未取得地上建筑物所有权人常柴公司同意一并转让的同意函，该宗用地产权无法单独进行转让；考虑到该宗用地不属于轴承业务相关资产并可持续为上市公司带来土地占用费收益等情况，上市公司后续拟长期保留柴油机土地。

3、针对北京西轴销售、西北亚奥的股权，由于北京西轴销售已被法院宣告破产，西北亚奥正在清算过程中，上市公司后续会继续推进相关的破产/强制清算流程，最终实现两家公司的注销。

综上，针对保留资产，截至本回复报告签署日，上市公司后续不存在对外转让等处置计划或安排。

（六）上市公司是否通过本次交易完全置出了现有轴承业务，如否，说明原因及后续安排

根据本次重组方案，上市公司拟将除保留货币资金、其他流动资产（待抵扣进项税）、长期股权投资（桂林海威 75%股权、北京西轴销售 45%股权）、其他权益工具投资（西北亚奥 16%股份）、无形资产（柴油机土地）以外的全部资产负债作为置出资产，与宁夏电投持有的电投新能源 100%股权的等值部分进行置换。

如本题（一）（二）（四）（五）所述，保留资产中的桂林海威 75%股权、柴油机土地均不属于轴承业务相关的资产，北京西轴销售、西北亚奥已多年未从事实际经营业务，正在履行破产/强制清算程序。因此，根据上市公司以除保留资产以外的全部资产负债作为置出资产的整体安排，上市公司通过本次交易已完全置出了现有轴承业务。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、访谈桂林海威管理层及保密办，查阅船舶电器行业研究报告，查阅桂林海威军工资质、公司章程、公司制度、股东会及董事会会议材料、审计报告等资料，查阅桂林海威出具的关于业务数据涉及秘密信息的说明；查阅上市公司收购桂林海威时的董事会决议、股权转让合同、审计报告、评估报告等，复核资产组的认定以及商誉的计算过程；将 2021-2023 年桂林海威的业绩预测值与实际业绩进行对比，分析差异情况以及合理性；分析上市公司管理层对商誉所属资产组的认定和进行商誉减值测试时采用的关键假设和方法，检查相关假设和方法的合理性；查阅管理层聘请的外部评估专家出具的商誉减值评估报告，复核商誉所属资产组可收回金额的计算表；查阅并复核公司商誉减值测试的相关假设、参数、计算过程等，检查商誉减值准备计提是否充分；**访谈桂林海威管理层，了解桂林海威被客户暂停参加采购活动的具体情况；查阅桂林海威与销售活动相关的内部控制制度，并测试销售活动相关内部控制的运行有效性。**

2、查阅柴油机土地的权属证书；前往不动产登记中心调取柴油机土地的不动产登记信息；在中国裁判文书网（<http://wenshu.court.gov.cn/>）、信用中国（<http://www.creditchina.gov.cn/>）等网站查询宝塔实业关于柴油机土地的涉诉情况；查阅宝塔实业关于柴油机土地合同纠纷及用益物权纠纷相关的判决书、裁定书；查阅宝塔实业近三年向常柴银川柴油机有限公司收取土地占用费的凭证。

3、查阅上市公司签署的《联合经营“西北亚奥信息技术股份有限公司”合同》，查阅广东省深圳市福田区人民法院作出的《民事裁定书（（2023）粤 0304 清申 22 号）》。

4、查阅北京西轴销售破产清算过程中涉及的法律文件；查阅西北亚奥在强制清算过程中涉及的法律文件；查阅关于企业清算注销及清算中企业股权转让的相关法规；查阅西北亚奥与湖南长炼兴长集团有限公司案件的相关文书；查阅上市公司关于西北亚奥与湖南长炼兴长集团有限公司案件进展情况的公告。

5、访谈上市公司管理层，取得上市公司出具的《关于保留资产后续安排的情况说明》。

6、查阅上市公司第十届董事会第十次会议决议、2024 年第六次临时股东会决议，查阅《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、上市公司拟保留桂林海威股权的主要原因系桂林海威 2021-2023 年呈盈利状态，未来具有良好的发展前景，未来上市公司可以并购或自身培养等形式，切入军工制造的其他业务领域；**桂林海威 2024 年 1 月-10 月被特定产品客户暂停参加采购活动对上市公司及桂林海威 2024 年及未来年度生产经营和业绩未造成重大不利影响；桂林海威 2021 年以来有效执行了与销售活动相关的内控制度，上市公司对桂林海威的管控措施有效；**上市公司 2021 年度、2022 年度、2023 年度对桂林海威计提商誉减值，相关商誉减值计提充分。

2、由于柴油机土地的房地权属不合一且未取得地上建筑物所有权人同意一并转让的同意函，该宗土地使用权无法单独进行转让；考虑到该宗用地不属于轴承业务相关资产并可持续为上市公司带来土地占用费收益等事实情况，上市公司将柴油机土地作为保留资产具有合理性。

3、西北亚奥主营业务系设计、制造、销售系统集成、应用软件开发、通信、信息及计算机网络产品，并对产品进行售后维修服务；上市公司投资西北亚奥的

主要原因系发展高科技通信及信息业产品。

4、截至本问询回复出具日，北京西轴销售已被法院宣告破产、正在清算过程中，西北亚奥清算程序尚未完成。因进入破产/强制清算中的企业股权客观上存在无法进行转让的可能且该等企业完成清算后将依法办理注销登记，上市公司保留该等股权/股份有利于顺利推进本次交易。待该等企业依法清算并办理注销后，预计不会对上市公司生产经营及财务状况构成重大不利影响。

5、针对拟保留资产，上市公司拟长期持有桂林海威 75%股权及柴油机土地，并继续推进北京西轴销售、西北亚奥的破产清算及注销程序，上市公司后续不存在对外转让等处置计划及安排。

6、基于保留资产中的桂林海威 75%股权、柴油机土地不属于轴承业务相关的资产，北京西轴销售、西北亚奥已多年未从事实际经营业务，正在履行破产/强制清算程序等客观情况，结合本次交易中上市公司以除保留资产以外的全部资产负债作为置出资产的整体安排，上市公司通过本次交易已完全置出了现有轴承业务。

问题三 关于拟置出资产的情况

申请文件显示：（1）拟置出资产中包括对西北轴承有限公司（以下简称西北轴承）等 13 家企业的股权资产，其中西北轴承铁路轴承有限公司（以下简称西轴铁路轴承）等 7 家企业的登记状态为吊销但未注销，中保融金商业保理有限公司（以下简称中保融金）等 8 家企业的股权转让尚未取得其他股东放弃优先购买权的同意函；（2）上市公司已将其拥有的母公司口径除保留资产中的柴油机土地以外的其他全部土地房产等不动产按截至 2024 年 7 月 31 日的账面净值无偿划转至西北轴承，其中存在尚未取得产权证的房屋建筑物，共计 35,292.42 平方米；

（3）拟置出资产中包含国内注册专利共计 23 项；（4）拟置出资产中，2020 年重整遗留未申报债权共计 1,788.55 万元，尚未取得债权人债务转移同意函的债务为 1,238.66 万元；（5）本次交易拟置出资产职工安置遵循“人随资产、业务走”的原则，由西北轴承安置和承担，如宝塔实业与该等员工之间产生任何劳动纠纷或诉讼，均由西北轴承及/或置出资产承接方负责解决；（6）评估基准日至重组报告书出具之日期间，存在置出资产解除抵押及对外担保的情况；（7）宝塔实业与宁夏电投、置出资产承接方等主体之间达成了多项与拟置出资产、债权债务的权利义务相关的承诺；（8）拟置出资产仅采用资产基础法进行评估。

请上市公司补充说明：（1）西轴铁路轴承等 7 家企业的登记状态为吊销但未注销的原因，企业其他股东及出资情况，取得放弃优先购买权同意函的最新进展，如未取得，结合公司章程及相关法律法规，说明相关对外投资企业被吊销及未能取得其他股东放弃优先购买权的事项，是否会对本次交易及置出资产的转移形成实质性法律障碍；（2）土地房产等不动产无偿划转是否履行了主管机关审批、备案等程序，未取得权属证书的房屋建筑物账面值与评估值，相关权证办理进展情况、预计办毕期限、费用承担方式，是否存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险，对本次交易作价等的影响以及应对措施；（3）拟置出专利的取得方式，如继受取得，请说明专利出让方及受让金额；（4）重整遗留未申报债权及未取得债权人债务转移同意函的明细情况，根据相关法律法规等，转移上述债务是否存在潜在法律风险及实质性障碍；（5）结合西北轴承的资金实力、未来经营稳定性等情况，补充说明职工安置的具体安排，西北轴承是否具备职工安置履约能力，如

有员工主张偿付工资、福利、社保、经济补偿等费用或发生其他纠纷，西北轴承和置出资产承接方金天制造是否具备处理能力，并进一步说明上市公司就职工安置等事项是否存在承担责任的风险，如是，拟采取的解决措施；（6）宝塔实业与宁夏电投、置出资产承接方等主体之间就拟置出资产及债权债务等达成的承诺中“置出资产交割日”的具体含义，上市公司保障相关主体及时履行承诺及其中的补偿义务所采取的措施及有效性，并结合具体承诺内容，说明就拟置出资产及债权债务，上市公司是否存在承担责任的风险，相关承诺能否有效维护上市公司利益；（7）对于解除抵押及对外担保事项的置出资产，评估时是否考虑了抵押及对外担保的影响，解除相应资产的权利限制是否将影响其评估值；（8）拟置出资产中长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产的具体评估过程，主要参数的选取依据及合理性；（9）结合拟置出资产历史期间经营情况、行业发展前景及未来预期等，补充说明仅采用资产基础法对拟置出资产进行评估的合理性，是否符合《重组办法》第二十条的规定。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请评估师核查（2）（7）（8）（9）、律师核查（1）（2）（4）（5）（6）并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）西轴铁路轴承等 7 家企业的登记状态为吊销但未注销的原因，企业其他股东及出资情况，取得放弃优先购买权同意函的最新进展，如未取得，结合公司章程及相关法律法规，说明相关对外投资企业被吊销及未能取得其他股东放弃优先购买权的事项，是否会对本次交易及置出资产的转移形成实质性法律障碍

1、西轴铁路轴承等 7 家企业的登记状态为吊销但未注销的原因，企业其他股东及出资情况

截至本问询回复出具之日，西轴铁路轴承等 7 家登记状态为吊销但未注销的企业的原因及其他股东出资情况如下：

序号	企业名称	其他股东名称	其他股东出资比例 (%)	其他股东认缴出资金额 (万元)	吊销时间	吊销未注销原因
1	西轴铁路轴承	宁夏西轴综合厂	24.69	966.00	2005.12.28	其他股东宁夏西轴综合厂已吊销
2	宁夏水污染工程公司	西北轴承集团有限责任公司	50.00	1,000.00	2002.11.12	其他股东西北轴承集团有限责任公司已吊销
3	湖南西轴销售	刘文鹤	5.00	15.00	2007.10.29	资料缺失、其他股东无法取得联系
4	洛阳西轴销售	洛阳市豫信有限公司	29.41	100.00	2007.9.10	两家其他股东已被注销
		洛阳市洛物机电设备有限公司	19.12	65.00		
5	沈阳西轴销售	王文科	20.00	40.00	2004.12.27	资料缺失、其他股东无法取得联系
6	嘉德石油机械	王新民	40.00	40.00	2011.9.20	资料缺失、其他股东无法取得联系
7	昆明西轴销售	姜楠	60.00	20.00	2007.2.9	资料缺失、其他股东无法取得联系

西轴铁路轴承等 7 家企业被吊销营业执照时间较早,上述企业被吊销营业执照后未及时申请注销登记。根据现行《中华人民共和国市场主体登记管理条例实施细则》第四十六条第一款规定:“申请办理注销登记,应当提交下列材料:(一)申请书;(二)依法作出解散、注销的决议或者决定,或者被行政机关吊销营业执照、责令关闭、撤销的文件;(三)清算报告、负责清理债权债务的文件或者清理债务完结的证明;(四)税务部门出具的清税证明。”上述 7 家企业的其他股东均处于吊销、注销或失联状态,且因时间久远该企业历史文件资料缺失已无法取得,因此上市公司作为股东之一无法单方面向登记机关提交注销申请文件。

根据于 2024 年 7 月 1 日起实施的《公司法》第二百四十一条第一款规定:“公司被吊销营业执照、责令关闭或者被撤销,满三年未向公司登记机关申请注销公司登记的,公司登记机关可以通过国家企业信用信息公示系统予以公告,公告期限不少于六十日。公告期限届满后,未有异议的,公司登记机关可以注销公司登记。”截至本问询回复出具日,上述 7 家企业的公司登记机关尚未通过国家企业信用信息公示系统进行公告;如后续相关登记机关通过公告方式注销的,该等 7 家企业最终可由登记机关注销登记。

2、取得放弃优先购买权同意函的最新进展，如未取得，结合公司章程及相关法律法规，说明相关对外投资企业被吊销及未能取得其他股东放弃优先购买权的事项，是否会对本次交易及置出资产的转移形成实质性法律障碍

如前所述，因上述 7 家企业其他股东目前均处于吊销、注销或失联状态，上市公司未能取得该等股东放弃优先购买权同意函。因上述 7 家企业被吊销营业执照时间比较久远，已多年无实际经营，因此上市公司未能取得该企业公司章程。

就置出资产中的中保融金股权转让，宝塔实业通过中保融金注册地市场监督管理局、国家企业信用信息公示系统等多种途径查询中保融金其他股东北京大瀚发能源集团有限公司的联系方式，并通过电话、电子邮件及邮寄等多种方式均无法与该股东取得联系。宝塔实业于 2024 年 8 月 15 日在北京日报就中保融金股权转让事宜发布《股权转让通知》公告，请北京大瀚发能源集团有限公司在通知登报之日起三十日内就是否行使优先购买权与公司联系并予以答复；该股东自《股权转让通知》公告之日起至今未联系上市公司予以答复或提出异议。

上市公司已于 2024 年 10 月 31 日公告《重组报告书》，其中涉及拟对该 7 家企业及中保融金股权转让的事项，该等企业其他股东自 2024 年 10 月 31 日至今未就该事项向上市公司提出异议。

《公司法》第八十四条规定：“有限责任公司的股东之间可以相互转让其全部或者部分股权。股东向股东以外的人转让股权的，应当将股权转让的数量、价格、支付方式和期限等事项书面通知其他股东，其他股东在同等条件下有优先购买权。股东自接到书面通知之日起三十日内未答复的，视为放弃优先购买权。两个以上股东行使优先购买权的，协商确定各自的购买比例；协商不成的，按照转让时各自的出资比例行使优先购买权。公司章程对股权转让另有规定的，从其规定。”

现行《公司法》已删除了“有限责任公司股东向股东以外的人转让股权需取得其他股东过半数同意”的相关规定，且在中保融金公司章程对股权转让无特别规定的情况下，取得其他股东过半数同意并非股东股权转让生效的强制性法定条件。

根据《民法典》第一百四十三条规定：“具备下列条件的民事法律行为有效：

(一) 行为人具有相应的民事行为能力；(二) 意思表示真实；(三) 不违反法律、行政法规的强制性规定，不违背公序良俗。”第一百五十三条规定：“违反法律、行政法规的强制性规定的民事法律行为无效。但是，该强制性规定不导致该民事法律行为无效的除外。违背公序良俗的民事法律行为无效。”第五百零八条规定：“本编对合同的效力没有规定的，适用本法第一编第六章的有关规定。”

如前所述，现行《公司法》已取消关于股东对外转让股权需取得其他股东过半数同意的规定；就中保融金其他股东就股权转让行使优先购买权的事项，上市公司已经通过公告的方式通知了其他股东，三十日内未取得其他股东的答复或异议。上述 7 家企业及中保融金股权转让涉及的交易双方上市公司及宁夏电投具备相应的民事行为能力，《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及其补充协议中关于该等企业股权转让的约定系交易双方的真实意思表示，相关股权转让未取得其他股东放弃优先购买权的同意函并不违反现行《公司法》等法律、行政法规中导致该民事行为无效的强制性规定，也不违背公序良俗。因此，上述 7 家企业及中保融金股权转让未取得其他股东放弃优先购买权的同意函不影响股权转让及相关交易合同的效力。

此外，根据上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，自置出资产交割日起，即视为宝塔实业已全部履行对应的置出资产的交付义务，无论置出资产的交接、权属变更登记或备案手续是否实际完成，置出资产对应的权利、权益和利益归置出资产承接方享有，置出资产对应的义务、风险及责任由置出资产承接方承担。宁夏电投及置出资产承接方知悉置出资产目前存在或潜在的瑕疵（包括但不限于权利受到限制、可能存在的减值、相关对外投资企业已被吊销、未办理产权证书或产权证书存在瑕疵的土地和房产、潜在纠纷等），对该等现状和瑕疵、问题予以认可和接受，并同意按照现状受让和接受置出资产，宁夏电投及置出资产承接方不会因置出资产存在的瑕疵/或有负债要求宝塔实业作出补偿或承担责任，亦不会以置出资产存在问题为由拒绝履行或要求变更、终止、解除《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》。

《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》对上市公司置出资产相关

的或有风险也作出明确约定，具体如下：“置出资产交割日前或之后与置出资产有关的违约行为、侵权行为、劳动纠纷等争议、诉讼仲裁事项、或有责任（上述事项包括但不限于上市公司因违反法律规定或合同约定而承担的任何支付、缴纳、赔偿或补偿责任）均由置出资产承接方负责处理及承担，上市公司应及时尽最大努力提供协助，以使置出资产承接方能成为该等争议、诉讼仲裁事项、或有责任的适格当事人并行使相关权利及履行相关义务和责任。若依照法律规定必须由上市公司作为前款所述争议、诉讼仲裁事项、或有责任的当事人，因此导致上市公司遭受的任何损失由置出资产承接方全额补偿。”

根据上述条款，置出资产交割日前或之后与置出资产有关的或有责任均由置出资产承接方处理及承担，若未取得上述 7 家企业及中保融金股权放弃优先购买权同意函的事项依照相关法律规定必须由上市公司作为争议、诉讼仲裁事项、或有责任的当事人，因此导致上市公司遭受的任何损失将由置出资产承接方全额补偿。

因此，相关对外投资企业被吊销及未能取得其他股东放弃优先购买权的事项，不影响置出资产相关权利、义务、责任及风险的转移，不会对本次交易及置出资产的转移形成实质性法律障碍。

综上，上述 7 家企业被吊销营业执照时间比较久远、被吊销营业执照后未及时申请注销登记，加之该等企业的其他股东目前均处于吊销、注销或失联状态，且该企业历史上相关文件已无法取得，因此宝塔实业作为股东之一无法单方面向登记机关提交注销申请文件，无法办理注销；基于同样原因，宝塔实业未能取得该等 7 家企业其他股东放弃优先购买权的同意函。就中保融金股权转让，宝塔实业通过多种途径均无法与中保融金其他股东取得联系，且自宝塔实业在北京日报发布股权转让通知公告至今未取得中保融金其他股东的答复或异议，未取得其他股东放弃优先购买权的同意函。根据现行《公司法》及《民法典》的相关规定，该企业股权转让未取得其他股东放弃优先购买权的同意函不影响股权转让及交易协议的效力；且上市公司自 2024 年 10 月 30 日披露《重组报告书》以来，该等 7 家企业及中保融金其他股东至今未针对相关事项提出异议。《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已对相关对外投资企业被吊销及未能取

得其他股东放弃优先购买权的事项，不影响置出资产相关权利、义务、责任及风险的转移进行了明确约定，因此不会对本次交易及置出资产的转移形成实质性法律障碍。

（二）土地房产等不动产无偿划转是否履行了主管机关审批、备案等程序，未取得权属证书的房屋建筑物账面值与评估值，相关权证办理进展情况、预计办毕期限、费用承担方式，是否存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险，对本次交易作价等的影响以及应对措施

1、土地房产等不动产无偿划转履行的主管机关审批、备案等程序

2024年9月2日，中联资产评估集团有限公司出具《宝塔实业股份有限公司拟处置建（构）筑物及土地使用权项目资产评估报告》（中联评报字[2024]第2758号），对上市公司拟处置建筑物及土地使用权进行评估，评估基准日为2024年6月30日。

2024年9月2日、2024年9月18日，宝塔实业召开第十届董事会第九次会议、2024年第五次临时股东会，审议通过了《宝塔实业股份有限公司关于继续开展内部资产重组》的议案，同意将上市公司本部除柴油机土地以外的其他全部土地房产等不动产无偿划转给西北轴承。2024年9月18日，宝塔实业与西北轴承签署了《资产无偿划转协议》，对相关土地房产无偿划转事项予以明确约定。

2024年9月20日，上述中联评报字[2024]第2758号《评估报告》经宁国运及自治区国资委备案。

根据《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》（国资发产权规〔2022〕39号）规定：“五、国有控股、实际控制企业内部实施重组整合，经国家出资企业批准，该国有控股、实际控制企业与其直接、间接全资拥有的子企业之间，或其直接、间接全资拥有的子企业之间，可比照国有产权无偿划转管理相关规定划转所持企业产权。”《企业国有产权无偿划转管理暂行办法》第十五条规定：“企业国有产权在所出资企业内部无偿划转的，由所出资企业批准并抄报同级国资监管机构。”

基于上述规定，上市公司作为国有控股企业，参照《企业国有产权无偿划转

管理暂行办法》第十五条的规定，相关土地房产的无偿划转在上市公司与其全资子公司西北轴承之间进行，由划转资产产权所在的企业即上市公司履行批准并抄报宁国运。如上所述，本次不动产无偿划转已经上市公司董事会、股东会审议批准，宁国运作为上市公司股东已在上市公司股东会审议时同意，相关土地房产的评估报告已经宁国运及自治区国资委备案。因此，上市公司土地房产等不动产无偿划转已履行必要的审批及备案程序。

2、未取得权属证书的房屋建筑物账面值与评估值，相关权证办理进展情况、预计办毕期限、费用承担方式，是否存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险，对本次交易作价等的影响及应对措施

上市公司无偿划转涉及的土地房产中，未取得权属证书的房屋建筑物账面价值与评估值如下：

项目	建筑面积（平方米）	账面净值（万元）	评估值（万元）
投资性房地产	1,769.46	5.89	52.11
固定资产-房屋建筑物	33,522.96	458.04	1,531.76
合计	35,292.42	463.93	1,583.87

上述房屋建筑物未取得权属证书的主要原因系该上述房屋建筑物因历史遗留原因在建设过程中因部分建设手续缺失或资料不齐备等原因，导致目前无法办理产权证。

截至本问询回复出具日，上市公司母公司层面土地房产中的无证土地房产已完成划转，上市公司及西北轴承均已就无法办理产权证的土地房产进行了相应的账务处理；上述无证土地房产目前由西北轴承拥有，将会随着本次重组置出资产中的西北轴承股权一并置出，不涉及由上市公司进一步办理权属证书的计划，也不涉及需由上市公司本部承担办证费用的情形。

根据《置出资产评估报告》，本次交易置出资产的评估并未考虑相关土地房产未取得产权证对估值的影响，也并未因此调减置出资产的估值，该评估报告已经自治区国资委备案，不存在因此损害上市公司及其股东利益的情形。

此外，《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》约定了关于该等产权瑕

疵的应对措施:

(1) 为了顺利清偿上市公司 2020 年重整留债债务及解除相关土地房产的抵押, 宝塔实业及宁夏电投均同意本次无偿划转的相关安排。自置出资产交割日起, 视为上市公司已履行本次无偿划转相关土地房产的交付义务, 本次无偿划转资产对应的权利、权益和利益归置出资产承接方享有, 本次无偿划转资产对应的义务、风险及责任由置出资产承接方承担。

(2) 宁夏电投及置出资产承接方知悉置出资产目前存在或潜在的瑕疵(包括但不限于权利受到限制、可能存在的减值、对方对外投资企业已被吊销、未办理产权证书或产权证书存在瑕疵的土地和房产、潜在纠纷等), 对该等现状和瑕疵、问题予以认可和接受, 并同意按照现状受让和接受置出资产, 宁夏电投及置出资产承接方不会因置出资产存在的瑕疵/或有负债要求上市公司作出补偿或承担责任, 亦不会以置出资产存在相关问题为由拒绝履行或要求变更、终止、解除《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》。

综上, 本次交易置出资产评估并未考虑权属瑕疵对估值的影响, 相关房产未取得产权证不会对本次交易对价构成实质影响, 也不会对置出资产的转移构成实质性法律障碍。

(三) 拟置出专利的取得方式, 如继受取得, 请说明专利出让方及受让金额

上市公司在本次重组中拟置出的 23 项国内注册专利均为上市公司原始取得, 不存在继受取得的情况。

(四) 重整遗留未申报债权及未取得债权人债务转移同意函的明细情况, 根据相关法律法规等, 转移上述债务是否存在潜在法律风险及实质性障碍

1、重整遗留未申报债权及未取得债权人债务转移同意函的明细情况

(1) 重整遗留未申报债权情况

上市公司 2020 年重整遗留未申报债权共计 1,788.55 万元, 具体情况如下:

类别	债权笔数（笔）	债权金额（万元）
债权金额 20 万元以上	25	901.98
债权金额 20 万元以下	433	886.57
其中：债权金额 10 万元-20 万元	15	222.06
其中：债权金额 10 万元以下	418	664.51
合计	458	1,788.55

（2）未取得债权人债务转移同意函的情况

上市公司母公司负债需取得债权人同意的负债主要包括应付账款、合同负债、除上市公司 2020 年重整未申报债权以外的其他应付款，共计 6,685.46 万元。截至本问询回复出具日，已取得相关债权人同意的负债金额和已偿还基准日负债金额合计 5,446.80 万元，占截至 2024 年 7 月 31 日上市公司母公司需取得债权人同意函的上述债务的比例为 81.47%；剩余 1,238.66 万元尚未获得同意函。

就剩余 1,238.66 万元尚未取得债权人同意函的债务，其中 769.81 万元为 5 年以上债务，经上市公司确认，该类债务主要为账龄 5 年以上的历史遗留债务，部分债权人已处于吊销状态或已被注销，上市公司与相应债权人均已无法实际取得联系；同时，因该类债务的产生时间较为久远，上市公司确认债务已超过诉讼时效。此外，除 5 年以上债务外的其他债务，多数债务单笔金额不超过 1 万元。

2、根据相关法律法规等，转移上述债务是否存在潜在法律风险及实质性障碍

（1）关于重整未申报债权

根据银川市中级人民法院于 2020 年 11 月 13 日作出（2020）宁 01 破 7-2 号《民事裁定书》裁定通过的《宝塔实业股份有限公司重整计划》（以下简称“重整计划”），对于未依照《企业破产法》规定在债权申报期限向管理人申报但仍受法律保护的债权人，在重整计划执行完毕公告之日起满三年未向宝塔实业主张权利的，视为放弃领受偿债资金和抵债股票的权利。

上市公司已于 2020 年 12 月 25 日发布《宝塔实业股份有限公司关于重整计划执行完毕的公告》（公告编号：2020-088）。截至本问询回复出具日，该部分

债权在重整计划执行完毕公告之日起 3 年并未向宝塔实业主张权利，视为放弃领受偿债资金和抵债股票的权利。

（2）关于其他未取得同意函的债务

根据《民法典》第一百八十八条规定：“向人民法院请求保护民事权利的诉讼时效期间为三年。法律另有规定的，依照其规定。诉讼时效期间自权利人知道或者应当知道权利受到损害以及义务人之日起计算。法律另有规定的，依照其规定。……”第五百五十一条规定：“债务人将债务的全部或者部分转移给第三人的，应当经债权人同意。债务人或者第三人可以催告债权人在合理期限内予以同意，债权人未作表示的，视为不同意。”第五百五十三条规定：“债务人转移债务的，新债务人可以主张原债务人对债权人的抗辩；……”第五百五十四条规定：“债务人转移债务的，新债务人应当承担与主债务有关的从债务，但是该从债务专属于原债务人自身的除外。”

针对其他尚未取得债权人同意函的 1,238.66 万元债务，由于多数债务为 5 年以上账龄债务，部分债权人已处于吊销状态或已被注销，上市公司与相应债权人均无法实际取得联系。此外，上市公司于 2024 年 10 月 30 日发布《宝塔实业股份有限公司关于重大资产重组涉及的债权债务转移的公告》，就相关债务转移事项作出通知：“针对 2024 年 7 月 31 日之前（含当日）依法对公司享有债权的债权人，请自本公告发布之日起 15 日内与公司联系协商办理有关债务转移事宜，相关债权人可根据有效债权文件及凭证，采取书面形式提出声明或意见，逾期未办理者视为同意本次债务转移事宜。公司将在本次重大资产重组获得中国证监会同意注册后，依法依规办理相关债务转移手续。”自上市公司发布上述公告起，至本问询回复出具之日，无债权人与公司联系协商办理债务转移事宜。

此外，根据上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，宝塔实业与置出资产承接方对本次交易置出资产相关债务作出安排，具体如下：

在置出资产交割日前，宝塔实业需取得其向置出资产承接方转移的债务（如有）所涉及的全部债权人、担保权人等相关方出具的同意宝塔实业将相对应的债务、担保责任转移给置出资产承接方的同意函及/或发布债权人通知公告。如宝

塔实业未能在置出资产交割日前取得前述债权人的同意，则在本协议生效后，且本次重大资产置换可以实施的前提下，双方同意仍由置出资产承接方全额承担未取得同意的债务、担保责任等产生的债务、责任、损失；如在置出资产交割日或置出资产交割日之后，相关债权人、担保权人因前述事项向宝塔实业提出求偿或要求履行时，双方同意，由宝塔实业及时书面通知置出资产承接方清偿债务或承担责任，因置出资产承接方未履行导致宝塔实业先履行的，置出资产承接方在收到宝塔实业书面通知之日起 30 日内向宝塔实业以现金足额补偿。

因此，对于剩余未取得债权人同意的债务，本次交易完成后，后续将由置出资产承接方全额承担未取得同意的债务的责任、损失；如在置出资产交割日或置出资产交割日之后，相关债权人因前述事项向上市公司提出求偿或要求履行时，由上市公司及时书面通知置出资产承接方清偿债务或承担责任，因置出资产承接方未履行导致宝塔实业先履行的，置出资产承接方在收到宝塔实业书面通知之日起 30 日内向宝塔实业以现金足额补偿。

综上，根据《民法典》的规定及《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及其补充协议的相关约定，对于尚未取得同意函的债务处理安排符合相关法律、法规的规定，相关债务转移不存在潜在风险及实质性障碍。

（五）结合西北轴承的资金实力、未来经营稳定性等情况，补充说明职工安置的具体安排，西北轴承是否具备职工安置履约能力，如有员工主张偿付工资、福利、社保、经济补偿等费用或发生其他纠纷，西北轴承和置出资产承接方金天制造是否具备处理能力，并进一步说明上市公司就职工安置等事项是否存在承担责任的风险，如是，拟采取的解决措施

1、结合西北轴承的资金实力、未来经营稳定性等情况，补充说明职工安置的具体安排，西北轴承是否具备职工安置履约能力

截至 2024 年 11 月 30 日，西北轴承货币资金 1,538.37 万元，流动资产合计 36,782.65 万元，非流动资产合计 44,275.17 万元，资产合计 81,057.82 万元（前述财务数据均未经审计）。此外，就目标土地房产对外挂牌转让事项，2024 年 12 月 27 日，根据北京产权交易所出具的《交易签约通知书》，上市公司通过北京产权交易所挂牌转让的目标土地房产，宁夏理工学院为受让方，成交价格不低于

22,028.05 万元。根据公司第十届董事会第九次会议、2024 年第五次临时股东会审议通过的《关于继续开展内部资产重组的议案》，因上市公司实施内部重组，目标土地房产已无偿划转至上市公司全资子公司西北轴承。2024 年 12 月 27 日，西北轴承与宁夏理工学院签署《实物资产交易合同》，约定西北轴承同意将目标土地房产转让给宁夏理工学院，转让价格为 22,028.05 万元。西北轴承已于 2025 年 1 月 8 日收到北京产权交易所结算账户支付的土地房产转让款 22,028.05 万元，进一步充实了货币资金储备。

西北轴承为上市公司现有轴承业务的主要生产经营实施主体，本次交易完成后，西北轴承将继续承担相关轴承业务的生产运营，并通过加大研发力度、聚焦高附加值产品的开发、加大市场开拓力度、精细化管理和技术创新等方式，持续提升产品竞争力，改善轴承业务盈利能力。

根据《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及上市公司职工大会审议通过的《职工安置方案》，本次职工安置仅涉及上市公司本部相关员工，不涉及上市公司子公司的员工安置。本次职工安置方案涉及上市公司本部全体员工共计 32 人，皆与上市公司签订劳动合同且与置出资产相关。在本次重组取得中国证监会同意注册批复的前提下，根据“人随资产、业务走”的原则，该等 32 名员工将全部由西北轴承受，包括但不限于该等员工的劳动关系、社会保险关系、其他依法应向员工提供的福利等。宝塔实业与员工在劳动合同中约定的合同期限、权利和义务等相关条款，由西北轴承和员工承继并履行，员工在宝塔实业的工作年限与未来在西北轴承的工作年限合并计算。如宝塔实业与该等员工之间产生任何劳动纠纷或诉讼，均由西北轴承及/或置出资产承接方金天制造负责解决。

综上，基于西北轴承的资产现状良好、货币资金充足、轴承业务未来经营稳定、本次重组涉及的上市公司本部职工安置人员较少等情况，西北轴承具备职工安置履行能力。

2、如有员工主张偿付工资、福利、社保、经济补偿等费用或发生其他纠纷，西北轴承和置出资产承接方金天制造是否具备处理能力

如前所述，西北轴承目前货币资金充足，本次交易完成后，西北轴承仍然将继续从事轴承业务的生产运营。此外，本次置出资产评估值 78,438.49 万元，虽

然金天制造未开展实际业务，但在承接置出资产后，将具备一定的资金实力和资产规模。因此，如有员工主张偿付工资、福利、社保、经济补偿等费用或发生其他纠纷，西北轴承和置出资产承接方金天制造具备处理能力。

3、进一步说明上市公司就职工安置等事项是否存在承担责任的风险，如是，拟采取的解决措施

如本题 1、2 所述，西北轴承资产状况良好、货币资金充足；本次交易完成后，金天制造将承接评估值为 78,438.49 万元的轴承业务资产，具备上市公司职工安置履行能力及处理员工主张偿付工资、福利、社保、经济补偿等费用或发生其他纠纷的能力；此外，《重大资产置换及发行股份购买资产协议》已约定如上市公司与该等员工之间产生任何劳动纠纷或诉讼，均由西北轴承及/或置出资产承接方金天制造负责解决。

因此，上市公司就职工安置事项不存在需承担责任的风险。

（六）宝塔实业与宁夏电投、置出资产承接方等主体之间就拟置出资产及债权债务等达成的承诺中“置出资产交割日”的具体含义，上市公司保障相关主体及时履行承诺及其中的补偿义务所采取的措施及有效性，并结合具体承诺内容，说明就拟置出资产及债权债务，上市公司是否存在承担责任的风险，相关承诺能否有效维护上市公司利益

1、宝塔实业与宁夏电投、置出资产承接方等主体之间就拟置出资产及债权债务等达成的承诺中“置出资产交割日”的具体含义

根据上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后，上市公司与宁夏电投、金天制造可签署内容和格式相同的《置出资产交割确认书》以确定置出资产交割日。自置出资产交割日起，即视为上市公司已全部履行对应的置出资产的交付义务，无论置出资产的交接、权属变更登记或备案手续是否实际完成，置出资产对应的权利、权益和利益归置出资产承接方享有，置出资产对应的义务、风险及责任由置出资产承接方承担，《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》

将于本次交易取得中国证监会同意注册批复之日起生效。

因此，根据本次交易协议约定，“置出资产交割日”为《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及其补充协议生效后，由上市公司与宁夏电投、金天制造约定的对置出资产进行交割之日，自置出资产交割之日起，置出资产的权利、义务、风险及责任由置出资产承接方享有或承担。

2、上市公司保障相关主体及时履行承诺及其中的补偿义务所采取的措施及有效性

（1）宝塔实业与宁夏电投、置出资产承接方金天制造之间就拟置出资产及债权债务等达成的多项承诺，均已在本次交易涉及的《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》中予以明确约定。宁夏电投作为本次重组的交易对方及交易协议的相对人，根据《公司法》《民法典》及《重组管理办法》的相关约定，该等约定对宁夏电投具有约束力。如宁夏电投存在违反重组协议约定的行为，上市公司有权按照本次交易协议的约定通过向有管辖权的法院提起诉讼予以解决。

（2）金天制造作为置出资产承接方，已出具《关于遵守本次重组交易协议的承诺函》，承诺内容如下：“1.本公司知悉并同意遵守宝塔实业与宁夏电投签署的《宝塔实业股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产协议》《宝塔实业股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产协议之补充协议》中置出资产承接方享有权利及/或履行义务的相关约定。2.在本次重组过程中，除上述已签署交易协议外，如宝塔实业与宁夏电投签署其他与本次交易相关的补充协议及/或宁夏电投出具的承诺中涉及置出资产承接方应履行的义务及/或享有权利的相关内容，本公司亦同意按照相关约定/承诺履行义务及/或行使权利。3.本公司郑重声明，上述承诺是本公司的真实意思表示。如本公司因违背上述承诺，给宝塔实业造成损失的，本公司愿承担相应的法律责任。”因此，针对金天制造的相关补偿义务，金天制造已书面承诺同意遵守，如因此给上市公司造成损失的，上市公司有权通过诉诸法律途径予以解决。

（3）如宁夏电投、金天制造违反相关承诺的，上市公司董事会将按照《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，勤勉尽责、

主动、及时要求承诺人承担相关责任，并及时向证券监督管理部门进行报告，请求证券监管部门对其采取监管措施；如经证券监督管理部门查实后，在对责任人作出处理前及按照该指引进行整改前，上市公司将依据《证券法》《上市公司收购管理办法》的有关规定，配合证券监管部门限制承诺人对其持有或者实际支配的股份行使表决权。

(4) 本次交易已经自治区国资委批准，本次交易方案及交易协议中关于相关责任及义务履行的内容，已取得国资监管部门的认可。宁夏电投、金天制造作为上市公司控股股东宁国运控制的其他企业，本次交易后宁夏电投将成为上市公司控股股东的一致行动人。如发生承诺人违反承诺的情形，上市公司将及时向控股股东宁国运及自治区国资委报告，请控股股东及实际控制人督促交易对方履行相关承诺及补偿义务，切实维护上市公司及其中小股东的合法权益。

综上，上市公司将通过协议约定或承诺规制及符合证券监管、国资监管规定等多种途径督促和保障相关主体及时履行承诺中的补偿义务，该等措施合法有效。

3、并结合具体承诺内容，说明就拟置出资产及债权债务，上市公司是否存在承担责任的风险，相关承诺能否有效维护上市公司利益

根据《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》及金天制造出具的《关于遵守本次重组交易协议的承诺函》，关于拟置出资产及债权债务责任承担的主要安排如下：

(1) 《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》相关内容

项目	具体内容
关于置出资产交割相关	(1) 《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后，上市公司与置出资产承接方可签署内容和格式相同的《置出资产交割确认书》以确定置出资产交割日。自置出资产交割日起，置出资产的所有权利、义务及风险自上市公司转移至置出资产承接方（无论是否已实际办理变更登记和过户手续）。自置出资产交割日起，即视为上市公司已完全履行本次重大资产置换项下的对价支付义务。 (2) 对于上市公司拥有的无法办理产权证书的资产（如有），自置出资产交割日起，即视为上市公司已经履行完毕该等资产的相关交割义务，与上述资产相关的所有权利、义务、风险及责任全部转移给置出资产承接方，

项目	具体内容
	上市公司后续应向置出资产承接方提供必要、合理的协助，但上市公司不承诺能够取得相关产权证书且不承担相关费用。 （3）宁夏电投及置出资产承接方知悉置出资产目前存在或潜在的瑕疵（包括但不限于权利受到限制、可能存在的减值、对外投资企业已被吊销、未办理产权证书或产权证书存在瑕疵的土地和房产、潜在纠纷等），对该等现状和瑕疵、问题予以认可和接受，并同意按照现状受让和接受置出资产，宁夏电投及置出资产承接方不会因置出资产存在的瑕疵/或有负债要求上市公司作出补偿或承担责任，亦不会以置出资产存在相关问题为由拒绝履行或要求变更、终止、解除《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》。
关于置出资产的债权债务处理及或有事项责任承担	（1）在置出资产交割日前，上市公司需完成就其向置出资产承接方转移的债权（如有）所涉及的全部债务人发出债权转移给置出资产承接方的通知。 如在置出资产交割日或置出资产交割日之后，置出资产中债务人仍向上市公司偿付债务或履行义务的，上市公司应告知债务人向置出资产承接方履行义务，如债务人仍继续向上市公司履行义务的，上市公司在收到偿付款项或合同收益（包括但不限于款项、实物和服务）后将相关款项或收益转交置出资产承接方，因此产生的税费按法律规定承担。 （2）在置出资产交割日前，上市公司需取得其向置出资产承接方转移的债务（如有）所涉及的全部债权人、担保权人等相关方出具的同意上市公司将相对应的债务、担保责任转移给置出资产承接方的同意函及/或发布债权人通知公告。 如上市公司未能在置出资产交割日前取得前述债权人的同意，则在《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后，且本次重大资产置换可以实施的前提下，交易双方同意仍由置出资产承接方全额承担未取得同意的债务、担保责任等产生的债务、责任、损失；如在置出资产交割日或置出资产交割日之后，相关债权人、担保权人因前述事项向上市公司提出求偿或要求履行时，交易双方同意，由上市公司及时书面通知置出资产承接方清偿债务或承担责任，因置出资产承接方未履行导致上市公司先履行的，置出资产承接方在收到上市公司书面通知之日起 30 日内向上市公司以现金足额补偿。 （3）上市公司对于其在置出资产交割日前已签署的业务合同应以合理方式适时通知各客户、代理商、供应商等相关方，以保证置出资产承接方对前述业务合同的顺利承接；若前述相关方就业务合同转移事宜不同意，上市公司与置出资产承接方应积极与相关方协商合同履行、修改或终止事宜。 （4）上市公司于置出资产交割日或之后发生的与置出资产相关的债务、担保责任（如有）、合同义务，无论债务、担保责任或合同义务转移是否取得相关债权人、担保权人及合同权利人同意，双方同意仍由置出资产承接方全额承担上述债务、担保责任及合同义务产生的债务、责任损失；若在置出资产交割日或置出资产交割日之后，发生债权人、担保人或合同权利人要求上市公司履行合同、清偿债务或追究其他责任的情况，将由置出

项目	具体内容
	资产承接方负责处理该第三方请求，因此给上市公司造成的损失由置出资产承接方承担，并不会因此向上市公司主张任何费用和补偿。 （5）在本次重大资产置换中，于置出资产交割日，除了拟保留资产负债（含保留的长期股权投资企业自身负债，下同）以外，上市公司名下的其他全部债权、债务均已转移至置出资产承接方，上市公司应不存在其他任何负债，宁夏电投及置出资产承接方已实际承接上市公司名下除拟保留资产负债以外的其他所有债务，届时上市公司应符合市场惯常理解下的“净壳”概念。 （6）置出资产交割日前或之后与置出资产有关的违约行为、侵权行为、劳动纠纷等争议、诉讼仲裁事项、或有责任（上述事项包括但不限于上市公司因违反法律规定或合同约定而承担的任何支付、缴纳、赔偿或补偿责任）均由置出资产承接方负责处理及承担，上市公司应及时尽最大努力提供协助，以使置出资产承接方能成为该等争议、诉讼仲裁事项、或有责任的适格当事人并行使相关权利及履行相关义务和责任。若依照法律规定必须由上市公司作为前款所述争议、诉讼仲裁事项、或有责任的当事人，因此导致上市公司遭受的任何损失由置出资产承接方全额补偿。

（2）金天制造出具的《关于遵守本次重组交易协议的承诺函》相关内容

“1.本公司知悉并同意遵守宝塔实业与宁夏电投签署的《宝塔实业股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产协议》《宝塔实业股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产协议之补充协议》中置出资产承接方享有权利及/或履行义务的相关约定。

2.在本次重组过程中，除上述已签署交易协议外，如宝塔实业与宁夏电投签署其他与本次交易相关的补充协议及/或宁夏电投出具的承诺中涉及置出资产承接方应履行的义务及/或享有权利的相关内容，本公司亦同意按照相关约定/承诺履行义务及/或行使权利。

3.本公司郑重声明，上述承诺是本公司的真实意思表示。如本公司因违背上述承诺，给宝塔实业造成损失的，本公司愿承担相应的法律责任。”

综上，本次交易协议已对置出资产的交割、相关债权债务的处理及或有事项、风险的承担予以明确约定及/或承诺，相关责任、义务及风险由宁夏电投及/或置出资产承接方承担，上市公司不存在需承担相关或有风险的情形，该等安排能有效维护上市公司利益。

（七）对于解除抵押及对外担保事项的置出资产，评估时是否考虑了抵押及

对外担保的影响，解除相应资产的权利限制是否将影响其评估值

上市公司解除抵押的置出资产系用于担保上市公司 2020 年重整留债债务的土地房产，解除的对外担保系上市公司为全资子公司西北轴承对宁夏银行 4,000 万元借款提供的连带责任保证担保，西北轴承股权为本次重组的置出资产。

为确保已抵押土地房产及西北轴承股权的置出不存在法律障碍，上市公司对相关重整留债债务进行清偿，以解除相关土地房产的担保，同时上市公司也解除了为西北轴承提供的连带责任保证担保，以实现上市公司轴承业务资产及负债的整体置出。

本次评估已在评估报告特别事项说明中披露上述资产抵押事项，考虑到评估报告出具日前上市公司已完成土地房产的解除抵押及对外担保的解除，因此本次评估未考虑上述对外担保、抵押事项对评估结论的影响，解除相应资产的权利限制也不会影响置出资产的评估值。

（八）拟置出资产中长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产的具体评估过程，主要参数的选取依据及合理性

1、拟置出资产中长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产的具体评估过程

根据《资产评估执业准则——资产评估程序》，评估过程主要包括接受委托、现场调查、资料收集及核查验证、评定估算以及评估汇总及报告等。本次重组对于长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产开展的评估过程具体如下：

（1）长期股权投资

评估过程包括：获取宝塔实业申报的明细表；查阅被投资企业的工商资料，收集被投资企业的营业执照、公司章程、历史年度及截至本次重组审计评估基准日的审计报告或财务报表等资料；对长期投资单位的相关资产及负债进行现场核实。在进行必要的清查核实基础上，根据《资产评估执业准则——企业价值》，结合相关股权项目的具体资产、盈利状况及其对评估对象价值的影响程度等因素，合理确定评估方式，对长期股权投资进行评估。

(2) 投资性房地产及固定资产-房屋建筑物

评估过程包括：获取宝塔实业申报的明细表；逐项勘查实物，核实建筑面积，查验房屋建筑物权属证明资料；了解建筑结构、建筑质量、完工日期、平面形状、室内外装修、水暖电等配套设施的安装使用等情况；了解房屋的租赁情况。在进行必要的清查核实基础上，根据《资产评估执业准则—不动产》，结合被评估房屋建筑物的用途及特点，合理确定评估方法，对投资性房地产及固定资产-房屋建筑物进行评估。

(3) 固定资产-机器设备

评估过程包括：获取宝塔实业申报的明细表，进行必要的清查核实；通过问、观、查等方式，了解设备的使用环境、工作负荷、维护保养、自然磨损、修理及维护等情况；通过接触设备管理及操作人员，调查设备的管理、使用，以及相关管理制度的贯彻执行情况。在进行必要的清查核实基础上，根据《资产评估执业准则—机器设备》，结合被评估机器设备的用途及特点，合理确定评估方法，对机器设备进行评估。

(4) 无形资产-土地使用权

评估过程包括：获取宝塔实业申报的明细表，进行必要的清查核实；核实与土地使用权有关的权属证书、合同、缴款凭证等资料；对被评估宗地的四至及利用现状进行了调查，对宗地的地上附着物及利用情况进行了调查。在进行必要的清查核实基础上，根据《资产评估执业准则—不动产》，结合被评估土地使用权的所处位置、权属性质、宗地用途等具体情况，合理确定评估方法，对土地使用权进行评估。

(5) 无形资产-其他无形资产（专利）

评估过程包括：获取宝塔实业申报的明细表，进行必要的清查核实；核实与专利权有关的权属证书、缴款凭证等资料；对被评估专利的使用情况进行了调查。在进行必要的清查核实基础上，根据《资产评估执业准则—无形资产》、《资产评估执业准则—知识产权》，结合被评估专利的具体情况，合理确定评估方法，对专利权进行评估。

2、主要参数的选取依据及合理性

(1) 长期股权投资

本次重组拟置出的长期股权投资共 13 家，其中：正常存续 6 家，已吊销、未注销 7 家。

正常存续的 6 家长期股权投资情况具体如下：

序号	被投资单位名称	注册资本 (万元)	出资比例 (%)	成立日期	备注
1	西北轴承有限公司	20,000.00	100.00	2015 年 12 月	控股
2	西北轴承机械有限公司	754.31	100.00	2001 年 1 月	控股
3	中保融金商业保理有限公司	10,000.00	51.00	2017 年 5 月	控股
4	新疆宁银西北轴承销售有限公司	100.00	45.00	2002 年 4 月	参股
5	宁夏西北轴承销售有限公司	50.00	49.00	2002 年 3 月	参股
6	南京西北轴承销售有限责任公司	50.00	40.00	2002 年 3 月	参股

本次拟置出的 6 家正常存续长期投资单位中，截至评估基准日，3 家参股公司新疆宁银西北轴承销售有限公司、宁夏西北轴承销售有限公司、南京西北轴承销售有限责任公司均为亏损状况，净资产为负值，因此本次评估以经审计后的长期股权投资账面价值，即按 0 元取值。

评估师对西北轴承有限公司、西北轴承机械有限公司、中保融金商业保理有限公司 3 家控股公司单独进行整体评估，以被投资单位整体评估后的股东全部权益价值与上市公司对其持股比例的乘积确定长期股权投资的价值。

对于 3 家控股公司西北轴承有限公司、西北轴承机械有限公司、中保融金商业保理有限公司，本次评估是在根据行业发展状况、主营业务状况、历史年度经营情况及未来发展情况等进行综合分析后，按照《资产评估执业准则——企业价值》《资产评估执业准则——资产评估方法》规定，分析资产基础法、收益法、市场法三种评估方法适用性的基础上，采用资产基础法进行评估。其中：

西北轴承有限公司主要从事各类轴承的生产与销售，近几年均处于亏损状态，西北轴承机械有限公司与中保融金商业保理有限公司近几年已无实际业务，基本

停止经营。上述 3 家公司未来收益和经营风险难以合理预测和量化，不具备采用收益法评估的条件。同时，由于难以搜集到适量的、与被评估对象可比的交易实例，亦不具备市场法评估的条件。由于被评估单位各项资产、负债能够根据会计政策、企业经营等情况合理加以识别，评估中有条件针对各项资产、负债的特点选择适当、具体的评估方法，本次评估选择资产基础法。

(2) 投资性房地产与固定资产-房屋建筑物

本次重组拟置出的投资性房地产与固定资产-房屋建筑物，除位于西夏小区、朔方小区内的“三供一业”未移交房产与西夏小区西轴朔方小区 1 楼营业房以外，其余房产均位于宝塔实业股份有限公司生产厂区内。

根据《资产评估执业准则—不动产》，执行不动产评估业务，应当根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析市场法、收益法和成本法三种资产评估基本方法以及假设开发法、基准地价修正法等衍生方法的适用性，选择评估方法。

对于投资性房地产，核算的主要是厂区内出租的建筑物，如员工培训楼、厂办公室、北院北厂房等，考虑到租赁期均比较短，未来续租的持续性无法合理预计，难以合理确定其净收益；也无法收集到区域内同类房屋建筑物的租赁实例和交易实例，因此不具备收益法和市场法评估的条件。

对于固定资产-房屋建筑物，主要位于宝塔实业股份有限公司生产厂区内，按照用途分类主要有生产性房产（如车间）和辅助性房产（如办公楼）。该类房产的设计、建设都是以服务于企业生产为目的，与企业生产工艺、管理特点等匹配。考虑到不能单独获利，同时公开市场上也无法收集到该类房产的交易实例，因此不具备收益法和市场法评估的条件。

综上，上述房屋建筑物的重置成本、各种贬值可以合理的确定，本次采用成本法评估，符合《资产评估执业准则—不动产》中评估方法适用性的要求，评估方法选取合理的。

房屋建筑物的评估，按以下公式计算：

评估价值＝重置全价×成新率

①重置全价的确定

重置全价=建筑安装工程综合造价+前期及其他费用+资金成本

其中：

建筑安装工程综合造价=建筑工程造价+装饰工程造价+安装工程造价

建筑安装工程造价指建设单位直接投入工程建设，支付给承包商的建筑费用，本次主要采用重编预算法、指数调整法计算建筑物建安造价。

重编预算法：按建筑物的类别计算出各分项工程的工程量，套用评估基准日执行的《宁夏建筑工程计价定额》，计算出工程的直接工程费（人工费、材料费及机械费），再按宁夏回族自治区建设工程造价管理站发行的《2024 年宁夏建材价格指南》（第 3 期）中银川地区建筑材料价格信息和工日单价，调整材料价差，同时按照工程所在地区的工程预算定额配套使用的取费标准相应取费，得到工程的不含税建安造价，再按规定计取税金，求得工程的建安工程造价。

指数调整法：即建筑安装工程投资价格指数调整法，首先核实其账面价值的构成，扣除其待摊的费用，采用公开信息中查询到的宁夏回族自治区建筑安装工程投资价格指数与评估人员根据工程资料测算的工程造价变化系数，按建筑物建成不同年份分别提取指数，求得工程的建安工程造价。

前期及其他费用，指工程建设应发生的、支付给工程承包商以外的单位或政府部门的其他费用，包括前期的可行性研究费、勘察设计费、施工图设计文件审查费、环境影响咨询费、建设单位管理费、概预算编审费、招投标服务费、工程监理费等。建设单位管理费依据“财政部财建[2016]504 号关于印发《基本建设项目建设成本管理规定》的通知”确定，可行性研究费等其他费率根据市场调查情况确定。

资金成本，根据委估房屋建筑物的建筑规模，合理建设期按照 1 年计算，贷款利率按照中国人民银行公布评估基准日贷款市场报价利率(LPR)取值 3.35%，并假设投资建设资金均匀投入，计算其资金成本。即：

资金成本=(建筑安装工程造价+前期费用及其他费用)×1/2×贷款利率×合理

工期

②成新率的确定

成新率=房屋建筑物尚可使用年限÷（房屋建筑物已使用年限+房屋建筑物尚可使用年限）×100%

尚可使用年限，根据房屋建筑物的经济寿命年限，结合其使用维护状况、现场勘查情况加以确定。房屋建筑物的经济寿命年限主要参考《资产评估常用数据与参数手册》，根据房屋建筑物的建筑结构、用途及使用环境加以确定，在 30-50 年。

房屋建筑物评估计算中，参数的选取依据主要有《宁夏建筑工程计价定额》《2024 年宁夏建材价格指南》（第 3 期）、宁夏回族自治区建筑安装工程投资价格指数、《基本建设项目建设成本管理规定》、评估基准日贷款市场报价利率（LPR）、《资产评估常用数据与参数手册》等。

（3）固定资产-机器设备

根据《资产评估执业准则—机器设备》，宝塔实业股份有限公司拟置出的设备类资产，不具有独立获利能力，不具备采用收益法评估的条件；部分电子设备存在明确活跃的市场，可以收集二手市场交易信息，本次采用市场法进行评估；对于不存在明确活跃市场的设备，本次采用成本法进行评估。

采用市场法评估的机器设备，以市场询价获取同类二手设备的市场价格为基础确定评估价值。

采用成本法评估的机器设备，计算公式如下：

评估价值=重置全价×成新率

对于机器设备，重置全价一般包括设备购置费、运杂费、安装调试费、前期及其他费用、资金成本；设备购置费以外费用（成本）的计取内容和方式，根据相关设备特点、评估中获得的设备价格口径及交易条件加以确定。

其中：

设备购置费，根据相关设备的近期成交价格、对供应厂商的询价结果，以及评估人员搜集的其他公开价格信息加以确定。对无法取得直接价格资料的设备，采用替代产品信息进行修正，无法实施替代修正的，在对其原始购置成本实施合理性核查的基础上，采用物价指数调整法加以确定。

运杂费，主要由采购费、运输费、装卸费、保管费等构成。根据被评估设备的类型、运距、运输方式等加以确定。

安装调试费，根据被评估设备的用途、特点、安装难易程度等加以确定。对需单独设置基础的设备还根据其使用、荷载等计取基础费用（已在厂房建设统一考虑的除外）。

对于电子设备，重置全价主要查询评估基准日相关报价资料确定。

成新率=设备尚可使用年限÷（设备已使用年限+设备尚可使用年限）×100%

尚可使用年限，根据设备的经济使用年限，结合其使用维护状况、现场勘查情况加以确定。各类设备的经济使用年限主要参考《资产评估常用数据与参数手册》，结合设备的使用环境等综合确定。

设备类资产评估计算中，主要参数的选取依据主要有市场询价信息、《机电产品报价手册》《资产评估常用数据与参数手册》、设备制造业生产者价格指数等。

（4）无形资产-土地使用权

本次宝塔实业股份有限公司拟置出的土地使用权，位于西夏区北京西路南侧宝塔实业老厂区内，4宗土地彼此相邻。

本次评估根据《资产评估执业准则—不动产》中评估方法的适用条件以及评估对象的具体情况来确定对土地使用权的评估方法。首先，本次宝塔实业拟置出的土地使用权位于银川市工业用地Ⅲ级区域范围内，近年来银川市工业用地Ⅲ级区域范围内工业用地交易实例很少，不具备市场法评估的条件；其次，无法收集到和评估对象相同用途的土地租金水平或经营收益，难以合理确定未来收益，不具备收益法评估的条件；再者，被评估宗地位于城市建成区内，土地取得客观成本无法测算，不具备成本逼近法评估的条件。最后，由于被评估宗地为工业用地，

且已建成相应的配套设施，不属于待开发用地，不宜采用假设开发法进行评估。考虑到被评估宗地所在区域的基准地价资料可以获取，本次采用基准地价修正系数法进行评估。

基准地价修正系数法的基本原理：已知城市内部某同一地价供需圈内同一用途的基准地价后，根据所评估宗地的个别因素（如宗地形状、面积、临街位置等），对宗地进行各个方面的比较、修正，测算出该宗地地价。

基准地价修正系数法的计算公式：

$$V=Vib \times (1 \pm \sum Ki) \times Kj \pm M$$

式中：V=委估宗地地价

Vib=委估宗地对应的基准地价

Ki=委估宗地所有地价修正系数

Kj=估价期日、容积率、土地使用年期修正系数等

M=委估宗地基础设施配套程度修正值

其中，委估宗地对应的基准地价是根据 2022 年 8 月 11 日银川市人民政府文件银政发〔2022〕84 号《银川市人民政府关于公布银川市土地级别与基准地价更新成果的通知》确定；委估宗地所有地价修正系数、容积率、土地使用年期修正系数、委估宗地基础设施配套程度修正值等参数是根据“银政发〔2022〕84 号”配套的《银川市基准地价修正体系》确定；估价期日修正系数是根据银川市自然资源局公布的“银川市地价动态监测数据”确定。

（5）无形资产-专利

本次宝塔实业股份有限公司拟置出的其他无形资产为专利。

对于专利的评估，由于与评估对象相似的转让案例较少，信息不透明，缺乏可比性，因此不适宜采用市场法评估；由于专利等无形资产的投入、产出存在比较明显的弱对应性，即很难通过投入的成本来反映资产的价值，因此也不适宜采用成本法评估。考虑到被评估专利主要应用于企业生产经营中，对于企业的经营

收益具有一定的贡献能力，本次评估可以收集到必要的资料，本次采用收益法（收入分成法）进行评估。

收入分成法基本模型为：

$$V = \sum_{t=1}^n R_t \cdot r \cdot (1+i)^{-t}$$

式中：V—专利技术评估价值；

R_t —第 t 年的分成基数（销售收入）

r —与分成基数对应的分成率

i —折现率

n —收益期

专利评估中的主要参数包括分成基数（销售收入）、收入分成率、折现率及收益期限。

对于分成基数（销售收入），主要是通过分析历史年度被评估单位无形资产对收入的贡献，以及与其相关的收入规模及变动趋势，进而确定收益期间的预期收入；专利收入分成率是按照国内工业行业（销售收入）技术提成率参考数值表，采用综合评价法建立评测体系，对机械行业技术提成率进行了系数修正确定得出；折现率按照评估准则的要求，采用风险累加法确定；专利类知识产权通常会随着产品市场需求的变动、生产技术的不断进步而发生更新变化和升级换代，通常情况下其经济使用年限一般低于法律保护期限，本次被评估专利的收益预测期限主要是根据已使用年限按照重要性原则综合分析确定。

专利评估主要参数的选取依据主要有：郭民生等编著的《技术资产评估方法·参数·实务》、被评估单位提供的审计报告或财务报表、被评估单位历史年度销售收入及访谈资料等。

综上，本次对于长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产的评估过程、评估依据的选取符合《资产评估执业准则》相关规定，评估参数具有合理性。

（九）结合拟置出资产历史期间经营情况、行业发展前景及未来预期等，补充说明仅采用资产基础法对拟置出资产进行评估的合理性，是否符合《重组办法》第二十条的规定。

1、拟置出资产历史期间经营情况、行业发展前景及未来预期情况

（1）拟置出资产历史期间经营情况

本次重组上市公司将置出全部轴承业务资产，根据本次重组会计师出具的《置出资产审计报告》，拟置出资产合并层面报告期内主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2024 年 7 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
总资产	84,310.53	84,417.76	86,657.08
负债总额	55,171.36	53,954.31	50,876.44
所有者权益合计	29,139.17	30,463.45	35,780.64
项目	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
营业收入	12,504.68	24,891.37	20,010.70
利润总额	-4,529.83	-11,024.57	-6,891.26
净利润	-4,530.15	-11,025.49	-6,899.56

从上述财务数据可见，拟置出资产历史期间始终为亏损状态。

（2）拟置出资产行业发展前景及未来预期情况

本次重组拟置出资产主要从事轴承的生产与销售。目前，轴承下游领域向风电、新能源、机器人、高铁动车等领域不断拓展，相关市场有望带动细分市场的轴承及滚动体市场规模继续扩大，但中低端轴承市场受宏观经济形势影响，市场需求持续萎缩。上市公司置出的轴承业务资产主要面向轴承中低端市场，虽然近年来积极调整产品结构、降低成本、加大市场开拓力度、完善公司内部管理，但在复杂的经济环境下，面对大型跨国公司本土化生产、行业内竞争加剧、部分轴承产品销售价格下降等因素影响，近几年均处于亏损状态，未来业绩预期也具有较大的不确定性。

2、仅采用资产基础法对拟置出资产进行评估的合理性

资产评估基本方法包括市场法、收益法和资产基础法。

根据《资产评估执业准则—资产评估方法》第五章、第二十三条：“当存在下列情形时，资产评估专业人员可以采用一种评估方法：（一）基于相关法律、行政法规和财政部部门规章的规定可以采用一种评估方法；（二）由于评估对象仅满足一种评估方法的适用条件而采用一种评估方法；（三）因操作条件限制而采用一种评估方法。操作条件限制应当是资产评估行业通常的执业方式普遍无法排除的，而不得以个别资产评估机构或者个别资产评估专业人员的操作能力和条件作为判断标准。”因此，根据《资产评估执业准则—资产评估方法》的相关要求，在其他两种评估方法不适用的情况下，可以仅采用一种评估方法。

本次对于拟置出资产的评估方法的适用性选择理由如下：

（1）未采用市场法的理由

《资产评估执业准则—资产评估方法》中对于市场法的应用前提条件是：“（一）评估对象的可比参照物具有公开的市场，以及活跃的交易；（二）有关交易的必要信息可以获得。可比参照物的选取原则是：（一）选择在交易市场方面与评估对象相同或者可比的参照物；（二）选择适当数量的与评估对象相同或者可比的参照物；（三）选择与评估对象在价值影响因素方面相同或者相似的参照物；（四）选择交易时间与评估基准日接近的参照物；（五）选择交易类型与评估目的相适合的参照物；（六）选择正常或者可以修正为正常交易价格的参照物。”

本次评估中，由于在公开市场中无法搜集到适量的、与被评估对象在企业规模、经营模式、业务结构、资产状况、企业所处的经营阶段、经营风险、财务风险等方面具备可比性的上市公司和交易案例，因此不具备市场法评估的操作条件，本次未采用市场法进行评估。

（2）未采用收益法评估的理由

《资产评估执业准则—资产评估方法》中对于收益法的应用前提条件是：“（一）评估对象的未来收益可以合理预期并用货币计量；（二）预期收益所对应的风险能够度量；（三）收益期限能够确定或者合理预期。”

如前文所述，上市公司轴承业务受经济形势、市场竞争等影响历史期长期处

于亏损状态，且未来经营情况、净利润和现金流状况具有较大的不确定性，无法合理预测未来收益，经营风险也难以量化，因此不具备采用收益法评估的条件，所以本次评估未采用收益法进行评估。

（3）本次采用资产基础法的理由

《资产评估执业准则—资产评估方法》对于资产基础法的应用前提条件是：“（一）评估对象能正常使用或者在用；（二）评估对象能够通过重置途径获得；（三）评估对象的重置成本以及相关贬值能够合理估算。”

本次评估中，拟置出资产各项资产、负债能够根据会计政策、企业经营等情况合理加以识别，具备针对各项资产、负债特点选择适当、具体的评估方法的条件，并具备实施这些评估方法的操作条件，因此本次评估可以选择资产基础法。

综上所述，结合本次重组评估对象的具体情况，市场法、收益法均无法采用，仅采用资产基础法进行评估具有合理性。

3、是否符合《重组办法》第二十条的规定

《重组办法》第二十条规定：“评估机构、估值机构原则上应当采取两种以上的方法进行评估或者估值”。

根据上述对仅采用资产基础法进行评估具有合理性的分析来看，因本次评估对象确不适用以收益法及市场法对置出资产进行评估，可属于《重组办法》第二十条规定中所表述“原则上”的例外情形，因此，相关评估方法的选取并未违反《重组办法》第二十条的规定。

综上，结合拟置出资产历史期间经营情况、行业发展前景及未来预期，本次仅采用资产基础法对拟置出资产进行评估符合《资产评估执业准则—资产评估方法》相关规定，方法选择具有合理性，符合《重组办法》第二十条的规定。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、登陆国家企业信用信息公示系统查询西轴铁路轴承等7家企业登记状态、其他股东出资情况及其他股东登记状态；查阅相关法律法规关于公司注销程序的

规定；查阅上市公司向中保融金其他股东邮寄通知函的快递底单及被原路退回的快递底单，查阅上市公司在北京日报发布的中保融金《股权转让通知》公告；查阅《公司法》（2018 修正）及现行《公司法》中关于股东优先购买权的相关规定及《民法典》关于合同效力的相关规定；查阅《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》。

2、查阅宝塔实业不动产无偿划转事项相关的董事会、股东会文件；查阅宁国运就宝塔实业股东会出具的授权委托书；查阅宝塔实业不动产相关评估报告及评估备案表；查阅《置出资产审计报告》；查阅《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》。

3、查阅上市公司置出资产相关专利证书，并通过国家知识产权局中国专利审查信息查询网查询相关专利情况。

4、查阅上市公司 2020 年重整遗留未申报债权明细；查阅上市公司应付账款、合同负债、其他应付款明细；查阅上市公司已取得的债权人同意函；查阅相关法律法规关于债务转移及诉讼时效的规定；查阅上市公司公开披露的《宝塔实业股份有限公司关于重大资产重组涉及的债权债务转移的公告》。

5、查阅西北轴承 2024 年 1-11 月财务报表（未经审计）；查阅目标土地房产对外挂牌转让涉及的《交易签约通知书》，查阅公司第十届董事会第九次会议决议、2024 年第五次临时股东会决议，查阅西北轴承与宁夏理工学院签署《实物资产交易合同》及西北轴承收到资产转让款的银行回单；查阅上市公司 2023 年年度报告及 2023 年第三季度报告；查阅上市公司职工大会审议通过的《职工安置方案》；查阅上市公司第十届董事会第十次会议决议、2024 年第六次临时股东会决议等文件。

6、查阅金天制造出具的《关于遵守本次重组交易协议的承诺函》；查阅《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》；查阅自治区国资委关于本次交易的批复文件。

7、查阅《置出资产评估报告》；查阅《资产评估执业准则—资产评估方法》《重组办法》等相关规定；查阅重大资产重组交易中仅采用一种评估方法的市场

案例。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、因西轴铁路轴承等 7 家企业的其他股东目前均处于吊销、注销或失联状态，以及宝塔实业通过多种途径及发布报纸公告等方式均无法与中保融金其他股东取得联系，宝塔实业未能取得该等 7 家企业及中保融金其他股东放弃优先购买权同意函；根据现行《公司法》及《民法典》的相关规定，该等企业股权转让未取得其他股东放弃优先购买权的同意函不影响股权转让及交易协议的效力；自 2024 年 10 月 31 日披露《重组报告书》以来，该等 7 家企业及中保融金其他股东未在公告之日起三十日内提出异议或要求行使优先购买权；《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已对相关对外投资企业被吊销及未能取得其他股东放弃优先购买权的事项，不影响置出资产相关权利、义务、责任及风险的转移进行了明确约定，因此不会对本次交易及置出资产的转移形成实质性法律障碍。

2、土地房产等不动产无偿划转已履行必要的审批、备案程序；本次交易置出资产评估并未考虑权属瑕疵对估值的影响，《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已约定相关权属瑕疵的风险、责任和义务由置出资产承接方承担，相关房产未取得产权证不会对本次交易对价构成实质影响，也不会对置出资产的转移构成实质性障碍。

3、上市公司拟置出专利不存在继受取得的情况。

4、根据《民法典》的规定及《重大资产置换及发行股份购买资产协议》及其补充协议的相关约定，对于尚未取得同意的债务处理安排符合相关法律、法规的规定，相关债务转移不存在潜在风险及实质性障碍。

5、基于西北轴承的资产现状良好、货币资金充足、轴承业务经营稳定、本次重组涉及的上市公司本部职工安置人员较少等情况，西北轴承具备职工安置履行能力；本次交易完成后，金天制造将承接评估值为 78,438.49 万元的轴承业务资产，如有员工主张偿付工资、福利、社保、经济补偿等费用或发生其他纠纷，西北轴承和置出资产承接方金天制造具备处理能力；上市公司就职工安置事项不

存在承担责任的风险。

6、《重大资产置换及发行股份购买资产协议》生效后，上市公司与宁夏电投、金天制造可签署内容和格式相同的《置出资产交割确认书》以确定置出资产交割日；上市公司将通过本次交易协议约定的争议解决措施、金天制造出具履行义务承诺、《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》规定的相关措施及通过向自治区国资委、控股股东宁国运请求督促承诺人履行义务等多种途径督促和保障相关主体及时履行承诺中的补偿义务，该等措施合法有效；本次交易协议已对置出资产的交割、相关债权债务的处理及或有事项、风险的承担予以明确约定及/或承诺，相关责任、义务及风险由宁夏电投及/或置出资产承接方承担，上市公司不存在需承担相关或有风险的情形，该等安排能有效维护上市公司利益。

7、本次评估已在评估报告特别事项说明中披露上述资产抵押事项，考虑到评估报告出具日前上市公司已完成土地房产的解除抵押及对外担保的解除，因此本次评估未考虑上述对外担保、抵押事项对评估结论的影响，解除相应资产的权利限制不影响资产评估结论。

8、本次评估对拟置出资产中长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产的具体评估过程符合《资产评估准则》相关规定，评估参数具有合理性。

9、由于本次置出资产评估不满足市场法及收益法的应用前提，仅采用资产基础法对拟置出资产进行评估符合《资产评估执业准则》相关规定，具备合理性，符合《重组办法》第二十条的规定。

问题四 关于拟置出资产的过渡期安排

申请文件显示：（1）上市公司拟以公开挂牌转让的方式处置所属老厂区土地使用权及地上建筑物（以下简称目标土地房产），并与交易对方宁夏电投约定，如目标土地房产最终挂牌转让成交价格扣除相关税费后的净额低于本次评估值，则针对差额部分，上市公司以现金方式向宁夏电投予以补偿，反之宁夏电投以现金方式向上市公司予以补偿；目标土地房产于 2024 年 9 月 30 日对外公开挂牌转让，确定首次挂牌转让底价为 25,763.80 万元，评估基准日为 2024 年 6 月 30 日；由于未征集到符合条件的意向受让方，为保证转让的顺利进行，上市公司于 11 月 19 日和 12 月 2 日决定调低转让底价，分别调整至评估值的 90%和 80%；

（2）根据约定，拟置出资产过渡期内，如上市公司以保留资产中的货币资金及/或其他流动资产之待抵扣进项税偿还置出资产中的相关债务，置出资产承接方应就该部分偿还金额向上市公司予以补偿；截至报告书签署日，置出资产中金融机构债务本金及利息已全部清偿完毕，部分非金融机构债务也已清偿完毕；上市公司向控股股东宁夏国有资本运营集团有限责任公司（以下简称宁国运）申请借款 1.4 亿元，用于提前清偿上市公司 2020 年重整留债债务本息余额，计划借款期限 1 年，利率 4%/年。

请上市公司补充说明：（1）目标土地房产在公开挂牌转让和本次交易过程中的评估结果是否存在差异，如是，请说明评估参数取值的合理性，是否符合谨慎性原则，是否有利于维护上市公司利益；（2）上市公司与宁夏电投补偿约定中“本次评估值”的具体含义，上市公司短期内两次下调目标土地房产公开转让底价的原因，未来是否会进一步下调，上市公司预计将承担的现金补偿义务；（3）重整留债债务的清偿情况，上市公司通过借款方式提前清偿债务的原因，置出资产承接方是否具备足够的资金实力，支付置出资产对价的资金来源，是否将按期向上市公司补偿债务偿还金额及由于借款产生的利息，结合前述情况说明相关安排是否有利于维护上市公司利益。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请评估师核查（1）（2）、律师核查（3）并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）目标土地房产在公开挂牌转让和本次交易过程中的评估结果是否存在差异，如是，请说明评估参数取值的合理性，是否符合谨慎性原则，是否有利于维护上市公司利益

1、目标土地房产在公开挂牌转让和本次交易过程中的评估结果是否存在差异

上市公司于 2024 年 12 月 29 日发布《2024-114 宝塔实业股份有限公司关于老厂区房产土地公开挂牌转让进展公告》，公开挂牌转让的目标土地房产已由宁夏理工学院受让，成交价格不低于 22,028.05 万元。因上市公司前期开展的内部资产重组，目标土地房产已经无偿划转至上市公司全资子公司西北轴承。西北轴承已与宁夏理工学院完成实物交易合同的签署，交易价款为 22,028.05 万元。

在公开挂牌转让前，目标土地房产由中联资产评估集团有限公司出具评估报告，评估基准日为 2024 年 6 月 30 日，评估价值为 25,763.80 万元。

本次重组置出资产评估中，目标土地房产截至评估基准日（2024 年 7 月 31 日）的评估价值为 23,552.96 万元，低于目标土地房产在公开挂牌转让中的评估价值，高于公开挂牌转让的实际成交价格。

2、本次置出资产中目标土地房产评估参数取值的合理性，是否符合谨慎性原则，是否有利于维护上市公司利益

关于本次置出资产中目标土地房产评估参数取值的合理性分析详见本问询回复“问题三、（八）拟置出资产中长期股权投资、投资性房地产、固定资产、无形资产的具体评估过程，主要参数的选取依据及合理性”相关内容。

对于公开挂牌转让及本次重组评估中针对目标土地房产的评估结果差异，是由于两次评估的评估目的不同，选取的评估基准日不同导致，不同评估师对评估方法、评估参数的选取亦存在一定差异。

本次《置出资产评估报告》中目标土地房产的评估结果低于公开挂牌转让前中联资产评估集团有限公司出具的评估结果，更贴近于最终的公开挂牌转让成交

价格，符合谨慎性原则。其中，《置出资产评估报告》中目标土地房产的评估结果略高于最终公开挂牌转让成交价格主要系市场因素导致。此外，根据《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，“无论是置出资产交割日前或置出资产交割日后，如本次挂牌转让的成交价格扣除相关税费后的净额低于本次交易置出资产中目标土地房产对应的评估值，则针对差额部分，上市公司应以现金方式向宁夏电投予以补偿；如本次挂牌转让的成交价格扣除相关税费后的净额高于本次交易置出资产中目标土地房产对应的评估值，则针对差额部分，宁夏电投应以现金方式向上市公司予以补偿。”因此，考虑到上市公司与宁夏电投之间的现金补偿安排，目标土地房产在本次交易中的最终置出作价系本次挂牌转让的成交价格扣除相关税费后的净额，系目标土地房产的市场化价格，上述安排有利于维护上市公司利益。

（二）上市公司与宁夏电投补偿约定中“本次评估值”的具体含义，上市公司短期内两次下调目标土地房产公开转让底价的原因，未来是否会进一步下调，上市公司预计将承担的现金补偿义务

1、上市公司与宁夏电投补偿约定中“本次评估值”的具体含义

上市公司与宁夏电投补偿约定中“本次评估值”是指《置出资产评估报告》中对目标土地房产的评估值，目标土地房产系中联资产评估集团有限公司于2024年9月2日出具的《宝塔实业股份有限公司拟处置建（构）筑物及土地使用权项目资产评估报告》（中联评报字[2024]第2758号）项下的宝塔实业母公司口径相关土地房产。

2、上市公司短期内两次下调目标土地房产公开转让底价的原因，未来是否会进一步下调

根据《企业国有资产交易监督管理办法》第十八条：“信息披露期满未征集到意向受让方的，可以延期或在降低转让底价、变更受让条件后重新进行信息披露。……新的转让底价低于评估结果的90%时，应当经转让行为批准单位书面同意。”

目标土地房产于2024年9月30日首次挂牌，截至2024年11月19日未征

集到符合条件的意向受让方。2024 年 11 月 19 日，根据上市公司股东会及董事会授权，上市公司总经理办公会审议通过了《关于调整老厂区房产土地公开挂牌转让价格的议案》，同意上市公司将目标土地房产公开挂牌转让底价由 25,763.80 万元调整为 23,187.42 万元（新的转让底价不低于评估结果的 90%）。

第一次调价后至 2024 年 12 月 2 日因仍未征集到符合条件的意向受让方，2024 年 12 月 2 日，上市公司召开第十届董事会第十一次会议和第十届监事会第九次会议，审议通过了《关于调整老厂区房产土地公开挂牌转让价格的议案》，结合首次和二次公开挂牌受让方征集情况，为保证目标土地房产转让的顺利进行，同意公司按照有关规定对标的资产公开挂牌转让价格进行调整，目标土地房产新的公开挂牌转让底价不低于评估结果的 80%。上述议案已经上市公司独立董事专门会议审议同意并经上市公司 2024 年第七次临时股东会审议通过。

综上，上市公司短期内两次下调目标土地房产公开转让底价主要为了尽快促成本次土地房产挂牌转让交易，以优化轴承业务的资源配置、改善资产结构、盘活存量资产、弥补生产资金缺口和偿还存量债务。

截至本问询回复出具日，目标土地房产公开挂牌转让已经完成，西北轴承已与宁夏理工学院完成实物交易合同的签署并收到相关出让款，未来不存在进一步下调公开转让底价的情形。

3、上市公司预计将承担的现金补偿义务

根据上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》：“如本次挂牌转让的成交价格扣除相关税费后的净额低于本次交易置出资产中目标土地房产对应的评估值，则针对差额部分，甲方应以现金方式向乙方予以补偿”。

本次《置出资产评估报告》中目标土地房产的评估价值为 23,552.96 万元，本次目标土地房产公开挂牌转让成交价格为 22,028.05 万元，考虑到本次挂牌转让还需支付相关税费，上市公司预计将向宁夏电投支付的现金补偿金额不低于 1,524.91 万元（未包括相关税费对应的补偿金额）。

（三）重整留债债务的清偿情况，上市公司通过借款方式提前清偿债务的原

因，置出资产承接方是否具备足够的资金实力，支付置出资产对价的资金来源，是否将按期向上市公司补偿债务偿还金额及由于借款产生的利息，结合前述情况说明相关安排是否有利于维护上市公司利益

1、重整留债的清偿情况

截至 2024 年 7 月 31 日，上市公司重整留债涉及的金融机构债务的本息余额为 14,287.23 万元，具体情况如下：

序号	贷款银行/担保权人	借款人/担保人	2024.7.31 债务本息余额（万元）	担保情况
1	汇创资本	宝塔实业	11,540.68	西部担保、宁夏担保提供担保，宝塔实业以其自有土地房产为宁夏担保提供反担保
2	中信银行股份有限公司银川分行	宝塔实业	2,313.97	宝塔实业以其自有土地房产提供抵押担保
3	宁夏担保（担保费）	宝塔实业	87.26	宝塔实业以其自有土地房产为宁夏担保提供反担保
4	西部担保（担保费）	宝塔实业	345.32	西北轴承以其机器设备为西部担保提供反担保
合计			14,287.23	

上述重整留债涉及的金融机构债务本金及截至还款日的利息均已于 2024 年 9 月 20 日全部清偿完毕，截至本问询回复出具日，上市公司已无重整留债债务余额。

2、上市公司通过借款方式提前清偿债务的原因

如上述“1、重整留债的清偿情况”所述，就公司 2020 年重整留债债务，宝塔实业以其本部相关自有土地房产为该等债务提供担保或反担保。根据《重大资产置换及发行股份购买资产协议》，上市公司拟将其除部分保留资产负债以外的从事轴承业务相关的资产负债作为置出资产，与宁夏电投持有的电投新能源 100% 股权等值部分进行置换。

根据《民法典》第五百五十一条规定：“债务人将债务的全部或者部分转移给第三人的，应当经债权人同意。债务人或者第三人可以催告债权人在合理期限内予以同意，债权人未作表示的，视为不同意。”第四百零六条规定：“抵押期间，

抵押人可以转让抵押财产。当事人另有约定的，按照其约定。抵押财产转让的，抵押权不受影响。抵押人转让抵押财产的，应当及时通知抵押权人。抵押权人能够证明抵押财产转让可能损害抵押权的，可以请求抵押人将转让所得的价款向抵押权人提前清偿债务或者提存。转让的价款超过债权数额的部分归抵押人所有，不足部分由债务人清偿。”根据上市公司与相关抵押/担保权人签署的抵押协议约定，未经抵押权人同意，上市公司不得赠与、出租、转让或以其他方式处分抵押合同项下的抵押财产；经抵押权人同意，上市公司处分抵押财产所得价款应优先用于偿还抵押权人担保债务或向抵押权人指定第三人提存。

基于上述规定及相关抵押协议约定，由于上市公司的相关土地房产已抵押给重整留债相关债权人，且本次交易置出资产涉及相关债务的转移及对应资产的置出，转让抵押资产及转移债务均需取得债权人同意。本次拟置出资产包括重整留债相关的抵押资产，由于相关债权人不同意债务转移及转让抵押资产，因此需提前清偿相关债务方可顺利推进本次重组置出资产及负债的相关安排。

为了顺利推进本次重组工作，解决公司 2020 年重整涉及的有财产担保留债，顺利实现公司轴承业务的房产土地等资产及负债的整体置出，上市公司于 2024 年 9 月 2 日、2024 年 9 月 18 日召开第十届董事会第九次会议、2024 年第五次临时股东会，审议通过了《宝塔实业股份有限公司关于向控股股东借款暨关联交易及提前清偿留债债务的议案》，同意公司向控股股东宁国运申请借款 1.4 亿元，借款利率为 4%/年，用途为清偿重整留债债务，以解除上市公司本部相关土地房产的抵押登记手续。本次关联借款的利息定价是依据公司当前融资成本和外部金融机构报价的基础，结合未来 12 个月融资难度及融资成本趋势并经双方协商确定，不存在损害公司及股东，特别是中小股东利益的情形；公司董事会、股东会在审议借款议案时，关联董事、关联股东均已回避表决。

3、置出资产承接方具备足够的资金实力，支付置出资产对价的资金来源

根据宝塔实业第十届董事会第十次会议、2024 年第六次临时股东会审议通过的本次交易方案，上市公司拟以除保留资产以外的全部资产负债作为置出资产，与宁夏电投持有的电投新能源 100%股权的等值部分进行置换。本次置出资产的交易对方为宁夏电投，置出资产的交易对价（即 54,702.92 万元）由宁夏电投以

其持有的电投新能源 100%股权（股权对价为 107,124.00 万元）的等值部分进行置换支付。

因此，置出资产承接方金天制造作为宁夏电投全资子公司，为宁夏电投指定的置出资产承接主体，由于置出资产对价已经通过资产置换进行支付，金天制造无需向上市公司另行支付置出资产的交易对价。

4、置出资产承接方是否将按期向上市公司补偿债务偿还金额及由于借款产生的利息

（1）关于为解决重整留债向宁国运的 1.4 亿元借款及相应利息

评估基准日后，根据上市公司第十届董事会第九次会议、2024 年第五次临时股东大会审议通过的《关于继续开展内部资产重组的议案》《宝塔实业股份有限公司关于向控股股东借款暨关联交易及提前清偿留债债务的议案》，上市公司以 2024 年 7 月 31 日为基准日，通过资产划转、债务转移等方式，将上市公司名下涉及轴承业务的房产土地等资产和相应债务按照基准日的账面价值无偿划转至全资子公司西北轴承；为了本次重组置出资产的顺利置出，按照资产与负债捆绑处理的方式，公司向西北轴承无偿划转相关资产的同时，一并向西北轴承转移因解决重整留债债务形成的公司对宁国运的 1.4 亿元借款债务。

2024 年 10 月 22 日，宁国运与宝塔实业、西北轴承签署《债务转移协议》，约定：三方同意将宝塔实业对宁国运的 1.4 亿元借款债务本息转移给西北轴承，由西北轴承向宁国运履行偿还借款本息责任。按照前述宝塔实业内部资产重组安排，内部重组系公司与西北轴承之间按照账面净值划转资产及与因解决划转资产形成的 1.4 亿元负债捆绑处理的方式进行，西北轴承取得划转的资产、负债不支付对价，宝塔实业减少相应的资产、负债，差额调整长期股权投资，西北轴承增加相应的资产、负债，差额调整资本公积，本次资产及债务从宝塔实业下沉至西北轴承未新增宝塔实业与西北轴承的往来款项。

重整留债清偿的实质为债务置换，债权人由汇创资本、中信银行等变更为宁国运，因此，按照本次重组方案，置出资产承接方金天制造不会因承接置出资产而产生与重整留债处理相关的向上市公司的补偿债务义务，资产及负债的下沉未

影响其在置出资产中的评估值，为解决重整留债向宁国运的 1.4 亿元借款及相应利息偿还义务由西北轴承承担，不涉及置出资产承接方向上市公司补偿 1.4 亿元借款及相应利息的情形。

(2) 关于置出资产过渡期内以上市公司保留货币资金偿还的置出资产相关债务

如上所述，宝塔实业已清偿的重整留债债务本息金额为 14,287.23 万元，其中 1.4 亿元还款来源为宁国运提供的 1.4 亿元借款，其余 287.23 万元由上市公司以母公司层面保留的货币资金支付。此外，自 2024 年 7 月 31 日至 2025 年 1 月 31 日，上市公司以母公司层面保留货币资金清偿的置出资产非金融机构负债金额为 686.66 万元。

根据上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》约定，对于上述在置出资产过渡期内以上市公司保留资产清偿的置出资产的相关负债，应由置出资产承接方予以承担。具体如下：

①置出资产过渡期内，如上市公司拟保留资产中的货币资金及/或其他流动资产之待抵扣进项税偿还置出资产中的相关债务，置出资产承接方应就该部分偿还金额向上市公司予以补偿；如上市公司收回置出资产中的相关债权低于本次交易中相关债权的评估值，上市公司应就实际收回债权金额与相应债权评估值之间的差额部分向置出资产承接方予以补偿。

②置出资产交割日后 30 个工作日内，上市公司与宁夏电投应就上述①所述的置出资产过渡期内上市公司偿还置出资产债务及/或收回置出资产债权具体情况编制财务清单，并以上市公司对应已支出款项与已收回债权金额与其对应评估值的差额部分款项合并计算后的净额确定应补偿金额。针对前述合并计算后的应补偿净额，由具有补偿义务一方自置出资产交割日后 12 个月内向相对方以现金方式一次性予以支付。

根据金天制造出具的《关于遵守本次重组交易协议的承诺函》，金天制造已承诺遵守宝塔实业与宁夏电投签署的《宝塔实业股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产协议》《宝塔实业股份有限公司重大资产置换及发行股份购买

资产协议之补充协议》中置出资产承接方享有权利及/或履行义务的相关约定。

综上，对于以保留资产清偿的 287.23 万元重整留债债务及 686.66 万元非金融机构负债等置出资产中的相关负债，由置出资产承接方承担；金天制造已承诺将于置出资产交割日后 12 个月内向上市公司以现金方式一次性予以支付。

5、结合前述情况说明相关安排是否有利于维护上市公司利益

如上所述，上市公司为了实现轴承业务相关的土地房产的整体置出，为解除相关土地房产的抵押手续，通过向控股股东借款的形式提前清偿重整留债债务，符合本次重组交易目的；公司关联股东借款的利息定价参考了市场融资成本及外部金融机构报价后经双方协商确定，已经上市公司董事会及股东会审议通过，不存在损害上市公司及中小股东的利益。上市公司对宁国运的 1.4 亿元借款已通过资产债务转移的方式将债务转移给西北轴承，不涉及由金天制造向上市公司予以补偿；对于置出资产过渡期内以保留资产清偿的 287.23 万元重整留债债务及 686.66 万元非金融机构负债等置出资产中的相关负债，由置出资产承接方承担并在置出资产交割日后 12 个月内一次性向上市公司予以支付。

因此，相关安排有利于顺利推进本次重组，有利于维护上市公司利益。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅宝塔实业关于目标土地房产公开转让的公告、西北轴承与宁夏理工学院签署的交易合同、目标土地房产评估报告、《置出资产评估报告》等资料。

2、查阅《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，访谈上市公司管理层，了解下调目标土地房产底价的原因。

3、查阅上市公司重整留债债务相关借款合同、担保合同、抵押合同，上市公司偿还重整留债债务的银行还款回单、金融机构出具的债务结清证明及相关资产解押手续文件，查阅上市公司与宁国运签署的借款协议；查阅《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》及金

天制造出具的《关于遵守本次重组交易协议的承诺函》、上市公司第十届董事会第九次会议决议、上市公司 2024 年第五次临时股东会决议及相关公告；查阅上市公司第十届董事会第十次会议决议、2024 年第六次临时股东会决议及本次交易协议等相关文件；查阅《债务转移协议》、上市公司及西北轴承关于债务转移相关的账务处理凭证等文件。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、本次交易评估中，目标土地房产的评估结果略高于公开挂牌转让的成交价格，评估结果具有公允性，符合谨慎性原则，有利于维护上市公司利益。

2、“本次评估值”指《置出资产评估报告》中对目标土地房产的评估值，上市公司短期内两次下调目标土地房产公开转让底价主要为了尽快促成本次土地房产挂牌转让交易；截至本问询回复出具日，目标土地房产公开挂牌转让已经完成，未来不存在进一步下调挂牌转让价格的情形；就目标土地房产评估值与实际成交价格扣除相关税费后的净额的差异，上市公司预计将向宁夏电投支付的现金补偿金额不低于 1,524.91 万元（未包括相关税费对应的补偿金额）。

3、截至本问询回复出具日，重整留债涉及的金融机构债务本金及截至还款日的利息均已清偿完毕；上市公司通过借款方式提前清偿重整留债债务的主要原因系本次拟置出资产包括重整留债相关的抵押资产，由于相关债权人不同意债务转移及转让抵押资产，因此需提前清偿相关债务方可顺利推进本次重组置出资产及负债的相关安排；置出资产承接方具备足够的资金实力，置出资产对价已经通过资产置换进行支付，置出资产承接方无需向上市公司另行支付置出资产的交易对价；重整留债清偿的实质为债务置换，债权人由汇创资本、中信银行等变更为宁国运，评估基准日后，上市公司召开董事会、股东会审议通过按照资产与负债捆绑处理的方式，由上市公司向西北轴承无偿划转相关资产的同时，一并向西北轴承转移因解决重整留债债务形成的公司对宁国运的 1.4 亿元借款债务；为解决重整留债向宁国运的 1.4 亿元借款及相应利息偿还义务由西北轴承承担，不涉及置出资产承接方向上市公司补偿宁国运的 1.4 亿元借款及相应利息的情形；对于置出资产过渡期内以保留资产清偿的 287.23 万元重整留债债务及 686.66 万

元非金融机构负债等置出资产中的相关负债，由置出资产承接方承担；相关安排有利于维护上市公司利益。

问题五 关于标的资产的情况

申请文件显示：(1) 电投新能源最近三年存在两次增资，2024 年 8 月 9 日，宁夏电投以货币向电投新能源增资 7,000 万元，定价依据为 1 元/注册资本；2024 年 8 月 13 日，宁夏电投以其持有的宁夏电投宁东新能源有限公司（以下简称宁东新能源）100%股权向电投新能源增资 15,401.01 万元，以双方截至基准日经审计的每股净资产值作为定价依据，换算本次增资涉及的新增注册资本为 15,401.01 万元，本次宁东新能源评估以收益法结果作为最终评估结论，评估值为 20,237.52 万元；(2) 截至报告书签署日，电投新能源及其控股子公司未取得产权证书的房屋共 8 项，未取得产权证书的土地使用权共 4 项；(3) 电投新能源及其控股子公司拥有国内注册专利共 5 项；(4) 电投新能源及子公司存在签订合同期限超过 20 年的租赁用地，截至报告书签署日，宁国运中卫新能源有限公司（以下简称中卫新能源）与中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府正在就土地租赁期限问题进行协商；(5) 电投新能源及其控股子公司正在履行的涉案金额 500 万元以上的重大诉讼、仲裁均与电投新能源向华仪风能有限公司（以下简称华仪风能）采购设备及因该交易产生的到期债务相关；(6) 报告期内，电投新能源控股子公司宁东新能源曾受到两起行政处罚；(7) 电投新能源的主要业务资质存在即将到期的情形。

请上市公司补充说明：(1) 结合标的资产最近三年内增资的原因和交易背景、增资价格、对应的标的资产作价情况，说明本次交易中评估作价与历次增资价格的差异原因及合理性；(2) 前述增资是否履行必要的审议和批准程序，是否符合相关法律法规及公司章程的规定，是否存在违反限制或禁止性规定的情形；(3) 结合宁东新能源收益法评估主要参数、预测完成情况，说明本次以 20,237.52 万元评估值增资的合理性；(4) 电投新能源未取得权属证书的房屋及未取得产权证书的土地使用权的账面值与评估值，相关权证办理进展情况、预计办毕期限、费用承担方式，是否存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险，如是，说明对电投新能源经营、本次交易作价的影响以及应对措施；(5) 电投新能源及其控股子公司专利的取得方式，如继受取得，请说明专利出让方及受让金额，以及对本次评估的影响情况；(6) 中卫新能源与中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府就土地租赁

期限进行协商的最新进展，剩余年限的使用事项是否明确，预计后续续签协议是否存在实质性障碍，是否会对标的资产的经营造成重大不利影响；（7）电投新能源向华仪风能采购设备、由此产生的债权债务以及相关会计处理的具体情况，预计负债计提是否充分；电投新能源未及时向温州中院提出异议的原因；相关诉讼及仲裁的最新进展情况，超过预计损失部分的补偿安排，标的资产是否将因此承担较大的赔付风险与资金压力，相关诉讼对本次评估的影响情况；（8）结合相关法律法规，说明宁东新能源所受两起行政处罚是否属于重大违法行为，相关主体是否已采取有效措施避免类似情形的再次发生；结合标的资产是否存在“未批先建”等其他违规违法情形，说明其是否面临较大的潜在法律风险；（9）电投新能源及其子公司的主要业务资质是否完备，续期是否存在实质性障碍，评估时是否充分考虑相关因素。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请会计师核查（7）、评估师核查（1）（3）（4）（5）（7）（9）、律师核查（2）（4）（6）（7）（8）（9）并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）结合标的资产最近三年内增资的原因和交易背景、增资价格、对应的标的资产作价情况，说明本次交易中评估作价与历次增资价格的差异原因及合理性；

1、电投新能源最近三年内的增资的原因和交易背景、增资价格、对应的标的资产作价情况

最近三年内，电投新能源增资情况如下：

（1）2024年2月，电投新能源第四次增资

2020年10月30日，宁夏电投召开董事会并作出决议，审议了宁夏电投拟向电投新能源增加资本金的议案，同意宁夏电投向电投新能源增加资本金，用于太阳山光伏电站三期建设，分批次投入。

2024年2月29日，电投新能源股东宁夏电投做出股东决定，同意将电投新

能源注册资本由 45,650 万元增加至 52,650 万元，新增注册资本 7,000 万元由宁夏电投认缴；截至 2024 年 2 月 29 日，宁夏电投累计向电投新能源投入 7,000 万元，本次增资价格为 1 元/注册资本。

(2) 2024 年 7 月，电投新能源第五次增资

2024 年 7 月 27 日，电投新能源股东宁夏电投决定，同意将电投新能源注册资本由 52,650.00 万元增资至 68,051.0111 万元，新增注册资本 15,401.0111 万元，由宁夏电投以其持有的宁东新能源 100% 股权进行认缴，以解决宁东新能源与电投新能源潜在的同业竞争问题，定价依据以电投新能源及宁东新能源截至 2023 年 12 月 31 日经审计净资产值为基础进行计算。

根据宁夏华恒信会计师事务所出具的华恒信会发[2024]第 060 号《专项审计报告》，宁东新能源于基准日净资产为 19,872.05 万元；根据信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）银川分所出具的 XYZH/2024YCAA1B0074 号《宁夏电投新能源有限公司 2023 年度审计报告》，电投新能源于基准日净资产为 67,934.72 万元。基于上述，换算本次宁夏电投对电投新能源的新增注册资本为 15,401.01 万元，换算本次增资作价为 1.29 元/注册资本。

2、本次交易作价与历次增资价格的差异原因及合理性

本次交易作价以经自治区国资委备案的《置入资产评估报告》为依据。中和本次对电投新能源的股东全部权益价值采用收益法和市场法评估，以收益法结果作为最终评估结论，评估值为 107,124.00 万元，按标的公司报告期末注册资本计算本次交易作价为 1.57 元/注册资本。

电投新能源系宁夏电投的全资子公司，2024 年 2 月电投新能源第四次增资过程中，宁夏电投以货币增资，考虑到宁夏电投为电投新能源唯一股东，以 1 元/注册资本为定价依据，不会损害电投新能源及其股东、债权人的合法权益，增资价格具有合理性。

2024 年 7 月电投新能源第五次增资过程中，宁夏电投以所持宁东新能源 100% 股权增资，最终以双方截至基准日经审计的净资产值作为定价依据，增资价格具有合理性。前两次增资交易中宁夏电投为电投新能源唯一股东，其历史增资价格

已履行必要程序，定价合理，不存在损害国有资本或其他债权人情形。

本次交易作价以经自治区国资委备案的《置入资产评估报告》为定价依据，交易作价与历次增资价格的差异系定价依据不同，前两次增资宁夏电投均为电投新能源唯一股东的增资行为，以1元/注册资本或净资产审计值作价具有合理性，本次重组交易属于市场交易行为，以评估价值作为定价依据，二者的交易价值内涵不同，因此存在差异具有合理性。

（二）前述增资是否履行必要的审议和批准程序，是否符合相关法律法规及公司章程的规定，是否存在违反限制或禁止性规定的情形；

1、前述增资已履行的审议和批准程序

电投新能源最近三年两次增资涉及的审议和批准程序如下：

序号	增资决议日期	增资内容	已履行的审批程序及工商登记情况
1	2024.2.29	宁夏电投货币增资7,000万元	(1) 2020年10月30日，宁夏电投召开董事会并作出决议，同意宁夏电投向电投新能源增加资本金8,400万元用于建设太阳山光伏电站三期建设，分批次投入。 (2) 2024年2月29日，电投新能源股东宁夏电投作出股东决定。 (3) 2024年8月9日，本次增资完成工商登记手续。
2	2024.7.27	宁夏电投以其持有的宁东新能源100%股权进行增资	(1) 2024年7月15日，宁夏电投召开董事会，审议通过以宁东新能源100%股权，按照2023年12月末宁东新能源账面净资产价值，对电投新能源增资事项。 (2) 2024年7月22日，宁夏众和资产评估有限公司出具众和评报字[2024]053号《资产评估报告》。 (3) 2024年7月25日，宁国运对本次增资涉及的宁东新能源100%股权价值的评估报告结果予以备案。 (4) 2024年7月27日，电投新能源股东宁夏电投作出股东决定，同意宁夏电投以其持有的宁东新能源100%股权对电投新能源增资。 (5) 2024年7月27日，宁东新能源股东宁夏电投作出股东决定，同意将宁夏电投持有的宁东新能源100%股权转让给电投新能源。 (6) 2024年8月13日，本次增资完成了工商变更登记手续。

2、是否符合相关法律法规及公司章程的规定，是否存在违反限制或禁止性规定的情形

(1)根据《宁夏电投新能源有限公司章程》，电投新能源的增资由股东决定。根据《公司法（2018 修正）》（已于 2024 年 7 月 1 日失效）第五十七条及《公司法（2023 修订）》第五十九条的规定，公司增加或者减少注册资本由股东会行使职权。根据《公司法（2023 修订）》第四十八条规定：“……对作为出资的非货币财产应当评估作价，核实财产，不得高估或者低估作价。法律、行政法规对评估作价有规定的，从其规定。”

因此，电投新能源两次增资均已履行了电投新能源股东决定程序，且对作为出资的宁东新能源 100%股权进行了评估，符合电投新能源公司章程及《公司法》的规定。

(2) 根据《企业国有资产交易监督管理办法》（国资委、财政部令第 32 号）第三十一条规定：“以下情形的产权转让可以采取非公开协议转让方式：……（二）同一国家出资企业及其各级控股企业或实际控制企业之间因实施内部重组整合进行产权转让的，经该国家出资企业审议决策，可以采取非公开协议转让方式。”第三十二条规定：“以下情形按照《中华人民共和国公司法》、企业章程履行决策程序后，转让价格可以资产评估报告或最近一期审计报告确认的净资产值为基础确定，且不得低于经评估或审计的净资产值：（一）同一国家出资企业内部实施重组整合，转让方和受让方为该国家出资企业及其直接或间接全资拥有的子企业；（二）同一国有控股企业或国有实际控制企业内部实施重组整合，转让方和受让方为该国有控股企业或国有实际控制企业及其直接、间接全资拥有的子企业”第四十六条规定：“以下情形经国家出资企业审议决策，可以采取非公开协议方式进行增资：……（三）企业原股东增资。”

由于电投新能源上述 2 次增资均为原股东宁夏电投对全资子公司增资，以及涉及同一控制下的宁东新能源的股权受让，经国家出资企业即宁国运审议决策后可采取非公开协议方式。

根据宁国运《关于印发<宁夏国有资本运营集团公司授权放权清单（2022 版）>的通知》，宁夏电投系宁国运充分授权放权企业。根据《宁夏国有资本运营集团公司授权放权清单（2022 版）》，宁国运授权宁夏电投决定内部股权转让行为，报宁国运备案；宁国运保留对宁夏电投增减资本金的审批权限，对于非宁夏电投本

部增减资的其他企业增资事项，无需履行宁国运审批程序。

由于宁夏电投对电投新能源增资不属于宁夏电投本部的增资，无需履行宁国运审批，且股权增资涉及的宁东新能源股权转让已经宁夏电投董事会审批决策，并已向宁国运备案。因此，前述两次增资符合《企业国有资产交易监督管理办法》的规定。

综上，电投新能源最近三年涉及的增资已履行了必要的审议和批准程序，符合相关法律法规及公司章程的规定，不存在违反限制或禁止性规定的情形。

（三）结合宁东新能源收益法评估主要参数、预测完成情况，说明本次以20,237.52万元评估值增资的合理性；

1、宁东新能源收益法评估主要参数、预测完成情况

根据宁夏众和资产评估有限公司出具的“众和评报字[2024]053 号”《宁夏电力投资集团有限公司拟对其全资子公司宁夏电投新能源有限公司增资事宜涉及的宁夏电投宁东新能源有限公司股东全部权益资产评估报告》，评估报告以 2023 年 12 月 31 日为评估基准日，采用资产基础法和收益法评估，以收益法结果作为最终评估结论，评估值为 20,237.52 万元。

上述评估报告中，收益法评估的主要预测期盈利数据如下表所示：

单位：万元

项目	预测数据			
	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
营业收入	12,753.73	12,706.35	12,658.97	12,611.36
营业成本	5,736.77	5,840.93	5,840.20	5,839.55
净利润	4,668.78	4,056.34	3,579.28	3,621.44

注：收益期为 2024 年 1 月至 2048 年 1-4 月，上表仅列举 2024 年至 2027 年预测数据。

宁夏众和资产评估有限公司出具的评估报告对营业收入主要参数的预测数据和实际完成情况如下：

单位：万千瓦时、小时、元/兆瓦时、万元/兆瓦时/年、**万元**

类型	项目	增资评估（2024年度预测情况）	本次重组评估（2024年度预测情况）	2024年实际情况（未经审计）
光伏	装机容量	200.00 MW	200.00MW	200.00 MW
	机组利用小时数	1,600.00	1,700.00	1,463.75
	售电量	30,000.00	31,887.74	27,458.98
	电价（税后）	230.00	212.88	214.09
	营业收入小计	6,900.00	5,016.81	3,860.51
储能	放电量	4,680.00	4,971.25	4,571.20
	储能上网电价（税后）	230.00	229.65	232.83
	调峰电量	3,744.00	6,111.07	5,712.64
	储能调峰电价（税后）	531.00	496.83	494.43
	顶峰电量	936.00	166.11	166.11
	储能顶峰电价（税后）	1,062.00	849.56	849.56
	储能容量租赁容量	80.00	21.95	74.65
	储能租赁单价（税后）	21.70	20.85	15.84
	营业收入小计	5,853.73	4,590.58	5,140.41

注：电价（税后）为扣除辅助服务等费用前价格

（1）两次评估差异分析

在增资评估中，2025年及以后假设光伏机组利用小时数每年衰减0.7%，储能放电量、调峰量等每年保持不变，在本次重组评估中，2025年及以后假设光伏机组利用小时数每年衰减0.5%，储能放电量、调峰量等每年衰减2%，增资评估与本次重组评估中关于光伏售电量假设无显著差异，本次重组评估中关于储能调峰量及放电量衰减率的预测更为谨慎。

根据上表对比，2024年前次宁东新能源增资评估与本次置入资产评估的主要差异体现在：增资评估时光伏组件的机组利用小时数及售电量、储能电站的放电量及调峰电量预测偏低，光伏组件的电价、储能电站的调峰电价、顶峰电量、顶峰电价、租赁容量偏高。

在储能顶峰收入预测及容量租赁收入预测方面，电投新能源由于后期自建新能源项目较多，为满足宁夏地区的新能源配储要求，未来规划不再继续对外大规模租赁储能电站容量，且考虑到国网宁夏自2024年5月开始未再结算储能

电站的顶峰收入，因此本次重组评估对顶峰收入、容量租赁收入采取相对谨慎的预测。

在储能调峰收入预测方面，本次重组预测的调峰电量较高但与 2024 年度实际情况更为接近，本次重组预测的调峰电价低于增资预测的主要原因系：增资时评估机构按照《宁夏电力辅助服务市场运营规则》中规定的调峰补偿单价上限 600 元/兆瓦时（含税）进行预测，本次重组考虑到储能电站调试期需按相关规定中调峰补偿单价的八折结算，因此调峰电价在 2024 年 8-12 月按 480 元/兆瓦时（含税）预测，2025 年及以后按 600 元/兆瓦时（含税）预测。

本次重组对电投新能源 100%股权价值采用合并口径收益法和市场法进行评估，未对子公司宁东新能源单独使用收益法进行评估，因此无法直接对比宁东新能源的营业成本预测情况。

宁夏电投以其持有的宁东新能源 100%股权向电投新能源增资 15,401.01 万元，本次增资以 2023 年 12 月 31 日作为基准日，以电投新能源和宁东新能源经审计净资产值为基础，确定电投新能源本次增资的交易价格，宁东新能源截至基准日净资产为 19,872.05 万元，电投新能源截至基准日净资产为 67,934.72 万元。基于宁东新能源及电投新能源的经审计每股净资产情况，换算本次宁夏电投对电投新能源的新增注册资本为 15,401.01 万元。

两次评估的部分参数差异主要系不同评估机构出于不同评估目的导致，两次评估结果均已按照国有资产管理相关要求分别经宁国运、自治区国资委备案。

（2）增资评估预测低于实际情况的原因分析

宁东光伏复合项目为银东直流配套光伏项目，直供自治区外因此电价较高。根据宁夏众和资产评估有限公司出具的评估报告预测数据，2024 年宁东新能源预测收入为 12,753.73 万元，预测净利润为 4,668.78 万元；根据标的公司提供的 2024 年度未审报表，宁东新能源 2024 年度未经审计营业收入为 9,516.15 万元、净利润为 721.78 万元，与评估预测差异主要系发电利用小时数预测差异及国网辅助服务、两个细则等考核扣费的影响，电网考核扣费金额较难在评估时直接预测准确，各月考核扣费金额会受宁夏地区整体新能源发电情况影响存在一定波

动。2024 年宁东光伏辅助服务和考核费用等累计扣除约 2,275.30 万元。2024 年 8-9 月，宁夏地区降雨量较往年偏多，光伏平均辐射度不及预期，2024 年 9 月宁东光伏辐照度为 $140.75\text{w}/\text{m}^2$ ，同比降低 $60.59\text{w}/\text{m}^2$ 。宁东光伏复合项目受 2024 年第三季度降雨天气影响导致光伏发电利用小时数较预测值有所下降，预计该因素不会持续性存在，不会对标的公司未来业绩构成重大不利影响。

此外，2024 年 5 月开始宁东储能电站未再结算顶峰电量及收入也一定程度影响了宁东新能源的辅助服务收入。顶峰服务主要系储能电站在负荷高峰等电力供需紧张时段，受电网公司调度通过释放存储电能缓解电力供应压力获取价格补偿，宁夏地区并未正式出台不再结算顶峰收入的相关政策，因此增资评估时主要基于历史结算单进行预测，导致与实际结算情况存在一定差异。

2、本次增资价格的合理性

宁夏电投以其持有的宁东新能源 100%股权向电投新能源增资 15,401.01 万元，本次增资以 2023 年 12 月 31 日作为基准日，以电投新能源和宁东新能源经审计净资产值为基础，确定电投新能源本次增资的交易价格，宁东新能源截至基准日净资产为 19,872.05 万元，电投新能源于基准日净资产为 67,934.72 万元。基于宁东新能源及电投新能源的经审计每股净资产情况，换算本次宁夏电投对电投新能源的新增注册资本为 15,401.01 万元。

考虑到增资前宁夏电投为电投新能源和宁东新能源的唯一股东，根据《企业国有资产交易监督管理办法》（国资委、财政部令第 32 号）第三十二条的相关规定，本次增资价格可以最近一期审计报告确认的净资产值为基础确定，未损害股东及债权人利益，并履行了必要的内外部审批程序，增资价格具备合理性。

（四）电投新能源未取得权属证书的房屋及未取得产权证书的土地使用权的账面值与评估值，相关权证办理进展情况、预计办毕期限、费用承担方式，是否存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险，如是，说明对电投新能源经营、本次交易作价的影响以及应对措施；

1、电投新能源未取得权属证书的房屋及未取得产权证书的土地使用权的账面值与评估值，相关权证办理进展情况、预计办毕期限。

(1) 电投新能源尚未取得权属证书的土地情况

截至本问询回复出具日，电投新能源共拥有土地 13 宗，其中，已取得权属证书的土地 10 宗，其余 3 宗土地均处于正常办证流程中，相关土地的具体情况如下：

序号	项目名称	权利人	划拨用地决定书编号	使用权面积 (m²)	账面价值 ^{注1}	评估值 ^{注2}	办证进展	预计办毕期限
1	太阳山光伏电站三期	电投新能源	吴自然（划）字 2021-04 号	4,017.00	暂未核算	未单独评估	正在办理	2025.6.30 前
2	太阳山风电场二期	电投新能源	吴国土（划）字 2015-5 号	10,461.00	暂未核算	未单独评估	正在办理	2026.6.30 前
3	太阳山风电场三四期	电投新能源	吴国土（划）字 2015-3 号	16,896.00	暂未核算	未单独评估	正在办理	2026.6.30 前
合计				31,374.00				

注 1：由于该等土地尚未取得产权证，尚未核算土地无形资产的账面价值。

注 2：中和本次对电投新能源的股东全部权益价值采用收益法和市场法两种方法进行整体评估，未采用资产基础法对各单项资产逐项进行评估。

电投新能源上述用地均已取得主管自然资源局出具的其取得土地不动产权证书不存在实质性障碍或依法依规办理证书的合规证明文件，具体情况如下：

针对上述第 1-3 项用地，2024 年 9 月 11 日，电投新能源已取得吴忠市自然资源局出具的《证明》：“1.该公司项目已取得的《划拨用地决定书》所划拨的土地符合国土空间规划，符合国家产业政策、土地政策与城乡规划，不存在占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。2.该公司申请办理的附件所列土地及地上建筑物的产权证书，在该公司满足法定登记条件并依法履行相关法定程序的情形下，其依法取得的项目土地及地上建筑物办理不动产权证书不存在实质性障碍。3.自 2022 年 1 月 1 日至出具证明之日，经查询，该公司无受到本局行政处罚的记录。”

(2) 电投新能源尚未取得权属证书的房屋情况

截至本问询回复出具日，电投新能源共拥有房屋 14 处，其中未取得权属证书的共计 8 处房产，均处于正常办证流程中，具体情况如下：

序号	公司名称	项目名称	建筑物名称	建筑物面积（平方米）	账面值（万元）	评估值注	办证进展	预计办毕时间
1	电投新能源	太阳山光伏电站一期	1号综合楼	664.83	100.59	未单独评估	正在办理	2025.6.30 前
			35kV 配电装置室	135.49	29.20			
2	电投新能源	太阳山光伏电站二期	35kV 配电装置室	188.02	201.74	未单独评估	正在办理	2026.6.30 前
			办公、宿舍楼	487.64	89.10			
3	电投新能源	太阳山光伏电站三期	固废房	29.58	1.69	未单独评估	正在办理	2025.6.30 前
			旱厕	18.00				
4	电投新能源	太阳山风电场一期	车库	98.67	11.14	未单独评估	正在办理	2026.6.30 前
			综合楼	1,820.40	184.26			
			主厂房（升压站配电室及二次设备室）	389.94	43.53			
5	电投新能源	太阳山风电场二期	2号综合楼	1,632.96	276.55	未单独评估	正在办理	2026.6.30 前
6	电投新能源	太阳山风电场三四期	巴庄升压站 SVG 室	284.21	51.44	未单独评估	正在办理	2026.6.30 前
			巴庄升压站二次设备室	240.89	45.37			
			巴庄升压站 35kV 配电室	334.17	81.45			
7	电投新能源	太阳山风电场五、六期	35kV 配电装置室	161.37	44.78	未单独评估	正在办理	2025.6.30 前
			二次设备室及综合室	189.24	48.94			
			SVG 无功补偿室	102.66	29.12			
8	电投新能源灵武分公司	灵武风电场	综合楼	2,484.2	231.84	未单独评估	正在办理	2025.6.30 前
			配电楼	608.04	69.94			
			联合泵房	66.62	22.18			
			仓库及车库	187.01	15.23			
合计				10,123.94	1,578.10			

注：中和本次对宁夏电投新能源有限公司的股东全部权益价值采用收益法和市场法两种方法进行整体评估，未采用资产基础法对各单项资产逐项评估。

电投新能源上述房屋均已取得主管自然资源局出具的其取得房屋不动产权证书不存在实质性障碍或依法依规办理证书的合规证明文件，具体情况如下：

就上表第 1-第 7 项房屋，2024 年 9 月 11 日，电投新能源取得吴忠市自然资源局出具的《证明》，吴忠市自然资源局确认：“1.该公司项目已取得的《划拨用地决定书》所划拨的土地符合国土空间规划，符合国家产业政策、土地政策与城乡规划，不存在占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。2.该公司申请办理的附件所列土地及地上建筑物的产权证书，在该公司满足法定登记条件并依法履行相关法定程序的情形下，其依法取得的项目土地及地上建筑物办理不动产权证书不存在实质性障碍。3.自 2022 年 1 月 1 日至出具证明之日，经查询，该公司无受到本局行政处罚的记录。”

就上表第 8 项房屋，2024 年 9 月 23 日，电投新能源取得灵武市自然资源局出具的《情况说明》，灵武市自然资源局确认：“1. 宁夏电投新能源有限公司灵武分公司已取得附件所列项目土地不动产权证书及/或划拨用地决定书，系附件所列地上建筑物的开发建设单位，合法拥有该宗地地上建筑物法定的相关权利；该宗地地上建筑物不存在被我局强制拆除、没收的情形，也不存在被征收、强制收回及其他影响正常使用的情形。2. 宁夏电投新能源有限公司灵武分公司正在办理该宗地地上建筑物的产权证书，公司依法履行相关程序并在满足相关法定条件的情形下，其取得该宗地地上建筑物的房屋不动产权证书不存在实质性障碍。3. 自 2022 年 1 月 1 日至今，我局未发现宁夏电投新能源有限公司存在违反土地管理、城乡规划建设等相关法律法规规定的重大违法违规行为，不存在受到本局行政处罚的记录。”

2、如后续涉及办证费用的缴纳，相关费用承担主体

根据《置入资产评估报告》，标的公司正在办理权属证书的土地、房屋均已纳入本次评估范围，且本次评估未考虑其未取得产权证对估值的影响，相关房屋的价值已在本次交易对价中予以体现。因此，基于交易公允性考量，标的公司相关土地、房屋如后续涉及办证费用的，由交易对方宁夏电投承担。

对此，宁夏电投已就尚未取得产权证的土地、房屋出具《关于标的公司不动产权证书办证费用承担事项的承诺函》，宁夏电投承诺就该等土地、房屋自评估

基准日 2024 年 7 月 31 日起涉及的办证费用等相关费用，在标的公司依法缴纳后，将及时向标的公司进行全额补偿并最终承担相关费用。

3、如存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险，对电投新能源经营、本次交易作价的影响以及应对措施

如本题“(四)、1”所述，标的公司正在办理产权证的土地和房屋权属清晰，不存在权属纠纷；标的公司目前正在依法依规办理产权证书，相关主管部门已证明相关公司的土地及房屋不存在被强制拆除、没收的情形，也不存在被征收、强制收回及其他影响正常使用的情形，相关公司取得该等土地、房屋的产权证不存在实质性障碍，其权属证书正在依法合规办理中。因此，上述情形不会对标的公司生产经营构成重大不利影响。

此外，基于谨慎性考虑，本次重组交易对方已就标的公司不动产产权证办理事项出具《关于标的公司不动产产权证办理事项的承诺函》，宁夏电投承诺：“如因电投新能源及其下属公司最终未能取得相关不动产的产权证，或因相关不动产由于被强制拆除、征收、查封等情形导致无法正常使用，或相关不动产存在产权纠纷、因未办理产权证导致电投新能源及其下属公司受到行政主管部门的处罚或产生其他费用，而给上市公司、电投新能源及/或其下属公司招致任何损失或法律责任，由宁夏电投予以赔偿或承担。”

标的公司相关土地房产的产权证书或权属证书正在依法合规办理中，已取得主管部门出具的该公司满足法定登记条件并依法履行相关法定程序的情形下办理不动产权证书不存在实质性障碍的证明文件；且本次重组交易对方已就办证费用及权属瑕疵可能给标的公司造成的损失承诺予以承担或补偿。

本次交易中评估采取收益法评估值作为最终评估结论，未办证土地作为标的公司土地的一部分被整体纳入标的公司经营性资产进行评估，未办证房产、土地办理相关产权证预计不存在实质性障碍，亦不存在权属争议，长期经营具有可行性，因此，前述土地房产正在办理产权证书或权属证书的情形不会对电投新能源经营、本次交易作价产生重大不利影响。

(五) 电投新能源及其控股子公司专利的取得方式，如继受取得，请说明专利出让方及受让金额，以及对本次评估的影响情况；

截至本问询回复出具日，宁夏电投新能源有限公司及其控股子公司专利情况如下表：

序号	专利号	发明名称	专利类型	申请日	取得方式	专利权人
1	ZL202023073256.5	风机偏航制动器拆装工具	实用新型	2020.12.18	原始取得	电投新能源
2	ZL202320236477.4	便于开启活门的高压开关柜	实用新型	2023.02.16	原始取得	电投新能源
3	ZL202121170793.3	风力发电机组断裂螺栓的取出工具	实用新型	2021.05.28	原始取得	电投新能源
4	ZL202320236135.2	升压站高空作业安全爬梯	实用新型	2023.02.16	原始取得	电投新能源
5	ZL202220536196.6	可调式光伏支架	实用新型	2022.03.11	原始取得	电投新能源

上表中，电投新能源专利均为原始取得，不存在继受取得情形，不会对本次评估产生重大不利影响。

（六）中卫新能源与中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府就土地租赁期限进行协商的最新进展，剩余年限的使用事项是否明确，预计后续续签协议是否存在实质性障碍，是否会对标的资产的经营造成重大不利影响；

就中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目涉及的中卫新能源向中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府承租的 8,383.36 亩草原用地，中卫新能源已于 2024 年 11 月 21 日取得中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府出具的《确认函》，主要内容为：“1.自原协议签署日至本函出具日期间，中卫新能源不存在超越原协议约定的草原范围占用相关草原的行为，也不存在违反相关草原管理、土地管理与城乡规划政策及占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。2.本单位同意自上述草原占用期至 20 年期限届满前 3 个月内与中卫新能源签署续订补充协议/续租协议，对项目原协议约定的剩余 10 年年限的草原占用予以明确，以满足相关法律法规的规定，届时续订补充协议/续租协议应与原协议约定的条件保持一致。”

基于上述，中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目涉及的中卫新能源向中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府承租的 8,383.36 亩草原用地事项取得了出租方关于租赁期限中超过 20 年以后剩余年限进行续租的确认函，预计后续续签协议不存在实质性障碍，不会对标的公司的经营造成重大不利影响。

(七)电投新能源向华仪风能采购设备、由此产生的债权债务以及相关会计处理的具体情况，预计负债计提是否充分；电投新能源未及时向温州中院提出异议的原因；相关诉讼及仲裁的最新进展情况，超过预计损失部分的补偿安排，标的资产是否将因此承担较大的赔付风险与资金压力，相关诉讼对本次评估的影响情况；

1、电投新能源向华仪风能采购设备、由此产生的债权债务以及相关会计处理的具体情况

2018年5月16日，电投新能源与华仪风能签订《宁夏电投太阳山风电场100MW项目（五六期）风力发电机组及附属设备采购合同》，合同约定采购总价33,100万元，质保期60个月，质保金约定为质保期第24个月支付合同价款10%，质保期第48个月支付合同价款5%，质保期结束支付合同价款的5%，总计质保金为合同价款的20%，即6,620万元。

2019年5月27日，电投新能源与华仪风能签订采购《<宁夏电投太阳山风电场100MW项目（五六期）风力发电机组及附属设备采购合同>补充合同》，合同中约定调减原合同金额56.4万元，即变更后合同金额为33,043.60万元，**根据原合同约定，质保金的金额相应变更为6,608.72万元**。2018年5月至2020年9月期间，华仪风能陆续向电投新能源交付采购设备，电投新能源按合同约定付款条款支付上述设备采购款合计26,423.59万元，截至2020年12月31日，**电投新能源欠付华仪风能太阳山风电场五六期项目款项6,620.01万元（其中属于质保金的金额为6,608.72万元）**，会计处理计入应付账款。

2019年8月，公司与华仪风能签订《宁夏电投太阳山风电场100MW项目（五六期）频率快速响应系统采购合同》，合同总价为34.90万元，2020年1月，支付设备款金额10.47万元，2021年1月，支付安装调试款金额20.94万元。截至2024年7月31日，该项目剩余未支付质保金为3.49万元。

2021年，电投新能源向华仪风能支付太阳山风电场五六期项目**款项160.00万元，其中对应支付的质保金金额为148.71万元**。截至2021年12月31日，电投新能源欠付华仪风能太阳山风电场五六期项目质保金共计6,460.01万元，会计处理计入应付账款余额列示。2021年至2024年4月，电投新能源通过银行转账

及转账支票等方式陆续向华仪风能支付太阳山风电场五六期项目质保金合计**2,540.58**万元（不含为华仪风能代付部分）。

2024年1月，电投新能源与华仪风能及宁夏顺和电工有限公司签订《太阳山15号机组塔筒采购三方协议》，约定由电投新能源代华仪风能向宁夏顺和电工有限公司支付70.00万元，从电投新能源欠付华仪风能质保金中扣除。

2024年1月，电投新能源与华仪风能及宁夏大运吊装运输有限公司签订《宁夏电投太阳山五六期项目15#风机叶片、轮毂、主机、塔筒拆卸下塔吊装三方协议》，约定由电投新能源代华仪风能向宁夏大运吊装运输有限公司支付120.00万元，从电投新能源欠付华仪风能质保金中扣除。

2024年3月，电投新能源与华仪风能及宁夏大运吊装运输有限公司签订三方协议，协议约定电投新能源代华仪风能向宁夏大运吊装运输有限公司支付64.00万元，从电投新能源欠付华仪风能质保金中扣除。

2024年3月，电投新能源与华仪风能及重通成飞风电设备江苏有限公司签订《五期15号风机CG159.8型59.8m叶片一支采购代付款协议书》，协议约定由电投新能源代华仪风能向重通成飞风电设备江苏有限公司支付81.70万元，从电投新能源欠付华仪风能质保金中扣除。

2024年3月，根据2024年电投新能源与华仪风能及保定市玖么新能源科技有限公司《宁夏电投太阳山五六期项目风电场15#风力发电机组轮毂罩维修及备件采购三方协议》中约定由电投新能源代华仪风能向保定市玖么新能源科技有限公司支付10.59万元，从电投新能源欠付华仪风能质保金中扣除。

2024年3月21日，电投新能源收到华仪风能《关于宁夏电投太阳山五六期项目委托付款函》，分别向江苏康盛风电科技有限公司支付188.94万元，向杭州腾宏自动化系统有限公司支付165.17万元，向杭州巨登科技有限公司支付29.83万元，向江阴市泓品机电设备有限公司支付960.00万元，合计1,343.94万元，相关款项从电投新能源欠付华仪风能质保金中扣除。

综上，2024年1-7月电投新能源代华仪风能支付第三方款项冲抵**太阳山风电场五六期项目**质保金合计金额为1,690.23万元，截至2024年7月31日，电投

新能源欠付华仪风能**应付账款** 2,381.40 万元，其中 2,377.91 万元为未到期的太阳山风电场五六期项目质保金，3.49 万元为风电五六期快速频率响应项目未支付质保金。

2、预计负债计提充分性

截至 2024 年 7 月 31 日，电投新能源对华仪风能的应付账款金额为 2,381.40 万元，电投新能源认为上述款项为未到期的质保金。如本题“(七)、4”所述，电投新能源主张因其与华仪风能签署《宁夏电投太阳山风电场 100MW 项目（五六期）风力发电机组及附属设备采购合同》涉及的风机质量问题给电投新能源造成电量损失，产生合同纠纷，电投新能源主张华仪风能赔偿损失 1,049.15 万元，该案尚在审理中，尚未取得生效判决。因此，电投新能源最终对华仪风能的应付账款金额尚存在不确定性。

华仪风能相关债权人以电投新能源对华仪风能尚负有到期债权，且华仪风能怠于追偿为由，根据《民法典》第五百三十五条规定：“因债务人怠于行使其债权或者与该债权有关的从权利，影响债权人的到期债权实现的，债权人可以向人民法院请求以自己的名义代位行使债务人对相对人的权利，但是该权利专属于债务人自身的除外。代位权的行使范围以债权人的到期债权为限。债权人行使代位权的必要费用，由债务人负担。相对人对债务人的抗辩，可以向债权人主张。”向电投新能源提起代位权诉讼或执行，要求电投新能源直接向该等债务人进行偿付。

根据《企业会计准则第 13 号——或有事项》第四条规定，与或有事项相关的义务同时满足下列条件的，应当确认为预计负债：（1）该义务是企业承担的现时义务；（2）履行该义务很可能导致经济利益流出企业；（3）该义务的金额能够可靠地计量。

因未决诉讼为华仪风能经营不善，部分债权人获知电投新能源与华仪风能存在未履行完毕的合同而提起的代位权诉讼，债权人可主张的权益仅限于电投新能源尚未支付华仪风能的未到期质保金，已全部在报告期末的应付账款科目中体现，电投新能源未针对相关诉讼另行计提预计负债，相关会计处理符合《企业会计准则》的有关规定。

3、电投新能源未及时向温州中院提出异议的原因

温州中院向电投新能源送达履行通知书时，电投新能源经办人员因工作疏忽未在法院送达通知书载明的异议期内提出书面异议，因此法院未予认可。

4、相关诉讼及仲裁的基本情况和最新进展情况

截至本问询回复出具日，相关诉讼及仲裁案件进展情况如下：

（1）航天瑞奇电缆有限公司（以下简称“航天瑞奇”）诉电投新能源代位权诉讼案

航天瑞奇作为原告于 2024 年 3 月 26 日向吴忠市红寺堡区人民法院提交《民事起诉状》，原告主张因第三人华仪风能有限公司（第三人，以下简称“华仪风能”）欠付航天瑞奇货款 7,258,264.64 元及相应利息已经生效判决予以认定，华仪风能与电投新能源签署的风力发电机组采购合同（以下简称“《风机采购合同》”），华仪风能对电投新能源享有到期债权，因此向法院提起债权人代位诉讼，请求：1. 请求判令被告电投新能源向原告支付第三人华仪风能欠付原告的货款 5,000,000 元及利息；2. 请求判令本案受理费、保全费、保函费等诉讼费用由被告承担。

该案一审审理过程中，电投新能源主张根据《风机采购合同》的约定，质保期的起算节点应该为合同约定的预验收日，基于此 1#-25#风机的预验收之日为 2020 年 1 月 15 日，而 26#-50#风机的预验收之日为 2020 年 9 月 10 日，因此两批风机的质保期起算节点分别为 2020 年 1 月 15 日、2020 年 9 月 10 日。电投新能源基于合同约定的质保期及质保金的相关约定，主张华仪风能在 2024 年 9 月 10 日前对电投新能源并未享有到期债权。

2024 年 9 月 24 日，吴忠市红寺堡区人民法院作出（2024）宁 0303 民初 860 号《民事判决书》，吴忠市红寺堡区人民法院未支持电投新能源关于质保期起算节点的主张，认为质保金的起算节点应按照国家能源局西北监管局批准的连续运转 240 小时考核验收日期运行 500 小时后的日期（即 2019 年 11 月 21 日）作为起算依据，认为华仪风能对电投新能源享有到期债权。判决：1. 电投新能源于本判决生效后十五日内向航天瑞奇支付货款 5,000,000 元及利息（利息以未付款 5,000,000 元为基数，计算自 2024 年 3 月 29 日起按全国银行间同业拆借中心公

布的贷款市场报价利率计算至付清之日止);2.航天瑞奇与第三人华仪风能、第三人华仪风能与电投新能源之间相应的债权债务关系在电投新能源履行清偿义务后终止;3.驳回其他诉讼请求。

2024年10月8日,电投新能源向吴忠市中级人民法院提起上诉,上诉请求为:1.请求撤销一审判决,依法改判驳回被上诉人的全部诉讼请求或发回重审;2.本案一、二审诉讼费由被上诉人承担。

2024年12月24日,吴忠市中级人民法院作出(2024)宁03民终1844号《民事判决书》,吴忠市中级人民法院不认可一审判决关于质保期起算的认定理由,认为应当按照《风机采购合同》的约定作为质保期起算时点,但由于二审审理时《风机采购合同》约定的2024年9月10日已到期了700万元质保金,事实发生了变化,尽管不支持一审法院的质保金起算节点认定依据,但并未驳回一审判决的结果,判决:1.驳回上诉,维持原判;2.二审案件受理费46,800元,由上诉人电投新能源负担。

2025年1月3日,吴忠市红寺堡区人民法院作出(2025)宁0303财保1号《民事裁定书》,裁定:冻结华仪风能在电投新能源的到期债权5,131,383.56元,冻结期限为一年。同日,吴忠市红寺堡区人民法院向电投新能源送达(2025)宁0303执保2号《协助执行通知书》。

2025年1月8日,电投新能源向吴忠市红寺堡区人民法院提交《财产保全复议申请书》,因电投新能源与重庆齿轮箱、华仪风能执行异议案中温州中院冻结电投新能源账户的执行措施在前,航天瑞奇案的保全措施轮候于重庆齿轮箱案的执行措施,且两个案件主张的债权均涉及2024年9月10日到期的700万元债权,电投新能源认为在重庆齿轮箱案浙江高院未作出裁定前,航天瑞奇案是否能在700万元额度内分配存在不确定性。因此,请求法院依法撤销(2025)宁0303财保1号《民事裁定书》,并解除保全措施。

2025年1月10日,吴忠市红寺堡区人民法院作出(2025)宁0303财保1号之一《民事裁定书》,裁定驳回复议申请人电投新能源的复议请求。

2025年1月14日,基于电投新能源于2025年1月8日提交《财产保全复

议申请书》同样的原因，电投新能源向吴忠市红寺堡区人民法院提交《中止执行申请书》，请求对航天瑞奇与电投新能源债权人代位权纠纷执行一案中止执行。

2025 年 2 月 13 日，吴忠市红寺堡区人民法院作出（2025）宁 0303 执 121 号《执行裁定书》，因被执行人电投新能源未履行生效法律文书所确定的义务，经查，被执行人在金融机构有存款，且基于航天瑞奇于 2025 年 2 月 1 日自愿放弃生效判决所确定的利息、延迟履行金，裁定：划拨被执行人电投新能源在金融机构存款 5,099,200 元。本裁定送达后立即生效。同日，吴忠市红寺堡区人民法院扣划电投新能源宁夏银行光华支行存款 5,030,000 元。

2025 年 3 月 3 日，航天瑞奇向红寺堡区人民法院出具《承诺函》，承诺：“贵院将 300 万元执行款分发至我司收款账户后，我司自愿在执行案件中放弃执行剩余款项。如宁夏电投公司在执行案件中提出执行异议或者以其他任何方式阻碍 300 万元执行款分发至我司收款账户，我司不放弃执行剩余款项。”

2025 年 3 月 5 日，吴忠市红寺堡区人民法院作出（2025）宁 0303 执 121 号之一《执行裁定书》，裁定：“一、终结（2024）宁 0303 民初 860 号民事判决书中第一项：‘利息以未付款 500 万元为基数，计算自 2024 年 3 月 29 日起按全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率计算至付清之日止’的执行。二、终结（2024）宁 0303 民初 860 号民事判决书中第一项：‘被告宁夏电投新能源有限公司于本判决生效后十五日内向原告航天瑞奇电缆有限公司支付货款 500 万元’中 200 万元的执行。”

截至本回复出具日，该案已执行完毕，案件已终结。

（2）电投新能源（异议人）与重庆齿轮箱有限公司（以下简称“重庆齿轮箱”，申请执行人）、华仪风能（被申请人）执行异议案

2024 年 6 月 17 日，电投新能源收到浙江省温州市中级人民法院（以下简称“温州中院”）送达的履行通知书，因申请执行人重庆齿轮箱与被执行人华仪风能的执行案件，重庆齿轮箱认为被执行人华仪风能对电投新能源享有到期债权 9,500 万元，申请温州中院执行华仪风能对电投新能源的到期债权。温州中院通知电投新能源将货款 9,500 万元支付到温州中院账户。

根据电投新能源与华仪风能已签署**相关合同**的实际履行及支付进度，**截至 2024 年 7 月末**，华仪风能对电投新能源**未享有到期债权**，但因电投新能源未及时向温州中院提出书面异议，2024 年 7 月 23 日，温州中院作出（2024）浙 03 执 351 号之一执行裁定书，裁定：立即冻结、划拨电投新能源银行存款共计 9,500 万元，或扣留、提取其同等数额的收入，或查封、扣押、冻结、拍卖、变卖其相应价值的其他财产。**根据 2024 年 4 月 16 日温州中院作出的（2024）浙 03 执 351 号《执行裁定书》，9,500 万元为重庆齿轮箱诉华仪风能合同纠纷案中，根据温州中院作出的（2023）浙 03 民初 1045 号生效民事判决书，华仪风能应向重庆齿轮箱履行给付义务的金额。因此，该 9,500 万元并非电投新能源应付华仪风能的债务金额，而是华仪风能应付重庆齿轮箱的债务金额。**

2024 年 7 月 24 日，温州中院冻结电投新能源在国家开发银行的账户，冻结金额为 1,000 万元。

2024 年 7 月 24 日，温州中院冻结电投新能源在宁夏银行的 1,000 万元存款；同日，温州中院扣划电投新能源在宁夏银行账户的 3,708,759.78 元存款。2024 年 7 月 25 日，温州中院扣划电投新能源在交通银行的 142,106.77 元存款。2024 年 7 月 31 日，温州中院解除对电投新能源在宁夏银行的 6,291,240.22 元存款的冻结。

2024 年 7 月 25 日，电投新能源向温州中院对上述执行及账户冻结事项提起执行异议申请书，异议请求为：请求撤销（2024）浙 03 执 351 号之一执行裁定书，解除对电投新能源银行账户的强制措施并将已划扣款项返还电投新能源。电投新能源主张：就电投新能源与华仪风能签署的《宁夏电投太阳山风电场 100MW 项目（五六期）风力发电机组及附属设备采购合同》，电投新能源已按合同约定及时支付相关合同货款，截至目前华仪风能对电投新能源不享有到期债权；此外，基于华仪风能供应设备尚在质保期内，由于产品多次出现质量问题，华仪风能明确无法继续履行合同，该合同所剩质保金不足以赔偿电投新能源损失。

2024 年 9 月 25 日，温州中院作出（2024）浙 03 执异 117 号《执行裁定书》，“经审查，华仪风能与电投新能源之间存在买卖合同关系，华仪风能对电投新能源是否享有到期债权及其具体金额存有较大争议，不宜在强制执行程序中进行实

体判断并进行强制执行，应当通过诉讼程序解决实体争议，在此期间，应中止对（2024）浙 03 执 351 号之一执行裁定的执行。但对电投新能源提出的请求解除冻结、返还已划扣存款的异议请求不予支持。”

2024 年 10 月 4 日，电投新能源向浙江省高级人民法院申请复议，复议请求为：请求依法撤销（2024）浙 03 执异 117 号执行裁定书及（2024）浙 03 执 351 号之一执行裁定书，停止对复议申请人的执行措施，将已划扣的款项返还给复议申请人，并解除对复议申请人银行账户的强制措施。

2025 年 1 月 21 日，浙江省高级人民法院作出（2024）浙执复 90 号《执行裁定书》，浙江省高级人民法院认为温州中院的（2024）浙 03 执异 117 号执行裁定认定事实不清楚，应予撤销，裁定：一、撤销温州中院（2024）浙 03 执异 117 号执行裁定书；二、发回温州中院重新审查。

2025 年 3 月 3 日，重庆齿轮箱与电投新能源签署《和解协议》，协议主要内容如下：一、电投新能源同意温州中院扣划的 3,850,866.55 元用于支付被执行人华仪风能对申请执行人所负的债务，包括应由被执行人华仪风能负担的执行费；二、重庆齿轮箱同意其在（2024）浙 03 执 351 号案件中对被执行人华仪风能享有的其余债权不再向第三人电投新能源主张权利，并同意温州中院解除对第三人的财产查封、冻结措施；三、对于电投新能源就温州中院在执行（2024）浙 03 执 351 号案件中对电投新能源进行到期债权执行提出的异议，由温州中院依法处理。

2025 年 3 月 4 日，温州中院作出（2024）浙 03 执 351 号之四《执行裁定书》，裁定：解除对第三人电投新能源在国家开发银行宁夏回族自治区分行账户存款 1,000 万元的冻结。本裁定立即执行。截至本回复出具日，电投新能源在国家开发银行宁夏回族自治区分行账户存款 1,000 万元已解除冻结。

截至本回复出具日，该案已和解并取得法院解除冻结裁定，正在履行和解协议相关程序。

（3）电投新能源诉华仪风能合同纠纷案

2024 年 11 月 12 日，电投新能源作为原告向吴忠市红寺堡区人民法院提交

《起诉状》，电投新能源主张因其与被告华仪风能签署《宁夏电投太阳山风电场 100MW 项目（五六期）风力发电机组及附属设备采购合同》涉及的风机质量问题给电投新能源造成电量损失，产生合同纠纷，提出诉讼请求如下：1.请求判决被告华仪风能支付未正常履行合同而产生的各项费用 8,133,069.88 元，上述费用自合同剩余未付款项中优先赔付，不足部分由被告另行支付；2. 本案的诉讼费、保全费、律师费等费用由被告承担。

2025 年 1 月 3 日，吴忠市红寺堡区人民法院作出（2024）宁 0303 民初 2753 号《民事裁定书》，裁定：电投新能源暂停支付华仪风能质保金 8,201,800.88 元。同日，吴忠市红寺堡区人民法院向电投新能源送达（2025）宁 0303 执保 1 号《协助执行通知书》。

该案已于 2025 年 1 月 9 日开庭。庭审过程中，电投新能源向吴忠市红寺堡区人民法院提交《增加诉讼请求申请书》，请求如下：1.请求判令被告向原告提供原被告双方签订的《宁夏电投太阳山风电场 100MW 项目（五六期）风力发电机组及附属设备采购合同》合同附件五《卖方提供的技术文件清单》中第 1 至 22 项技术文件（详见卖方需提供技术文件清单）；2.请求依法判决被告向原告支付未正常履行合同而产生的新增费用 2,358,450 元，费用总计为 10,491,519.88 元，上述费用自合同剩余未付款项中优先赔付，不足部分由被告另行支付；3.原第二条诉讼请求变更为第三项，即本案的诉讼费、保全费、律师费等费用由被告承担。

截至本回复出具日，该案正在审理中，尚未作出一审判决。

（4）电投新能源（协助执行人）与中国农业银行股份有限公司乐清市支行（简称“农行乐清支行”、申请执行人）协助执行通知案

2024 年 12 月 18 日，乐清市人民法院向电投新能源送达编号（2023）浙 0382 执 2431 号《协助执行通知书》，协助执行内容为：扣留、提取被执行人华仪风能在电投新能源的应收款至乐清市人民法院账户，金额以 514,743,682.4 元（本院共计 10 案未执行到位标的额总和）为限。

2024 年 12 月 31 日，电投新能源向乐清市人民法院提交《异议书》，对协助执行提出异议。

电投新能源已提交书面异议，根据《最高人民法院关于人民法院执行工作若干问题的规定（试行）》（2020 修正）第 45 条、第 47 条的规定，乐清市人民法院不得强制执行。

5、超过预计损失部分的补偿安排，标的资产是否将因此承担较大的赔付风险与资金压力，相关诉讼对本次评估的影响情况。

（1）关于航天瑞奇、重庆齿轮箱代位权诉讼案件

本题“(七)、4”所列第 1、2 项诉讼已取得的裁判文书确认的支付责任或被中止执行冻结财产的金额并未导致电投新能源新增债务，均为华仪风能其他债权人主张代位执行华仪风能对电投新能源的应收合同价款债权。

根据《民法典》第五百三十五条规定：“因债务人怠于行使其债权或者与该债权有关的从权利，影响债权人的到期债权实现的，债权人可以向人民法院请求以自己的名义代位行使债务人对相对人的权利，但是该权利专属于债务人自身的除外。代位权的行使范围以债权人的到期债权为限。债权人行使代位权的必要费用，由债务人负担。相对人对债务人的抗辩，可以向债权人主张。”

因此，根据《民法典》的上述规定，代位权的行使范围以债权人的到期债权为限，即以华仪风能对电投新能源的到期债权金额为限。同时，根据航天瑞奇对吴忠市红寺堡区人民法院出具的承诺，航天瑞奇同意该案的执行金额为 300 万元，并放弃执行剩余款项。截至本回复出具日，航天瑞奇放弃的款项吴忠市红寺堡区人民法院已退还至电投新能源账户，该案已执行完毕，案件已终结。根据浙江省高级人民法院作出的（2024）浙执复 90 号《执行裁定书》，浙江省高级人民法院认为温州中院的（2024）浙 03 执异 117 号执行裁定认定事实不清楚，已裁定撤销温州中院（2024）浙 03 执异 117 号执行裁定书，并发回温州中院重新审查。截至本回复出具日，电投新能源与重庆齿轮箱已达成和解并已取得法院关于解除国家开发银行相关银行账户 1,000 万元冻结的裁定，针对重庆齿轮箱案电投新能源和解后应支付金额为 385.09 万元，其余被冻结 1,000 万元已按裁定内容予以解除。

截至 2024 年 7 月 31 日，电投新能源应付华仪风能的合同债务主要为未到期

质保金，余额为 2,381.40 万元，远低于重庆齿轮箱单方面主张的华仪风能对电投新能源享有 9,500 万元到期债权，电投新能源最终承担的金额应以 2,381.40 万元为限。

（2）关于农行乐清支行协助执行案件

根据《最高人民法院关于人民法院执行工作若干问题的规定（试行）（2020 修正）》相关规定：

“七、被执行人到期债权的执行

45. 被执行人不能清偿债务，但对本案以外的第三人享有到期债权的，人民法院可以依申请执行人或被执行人的申请，向第三人发出履行到期债务的通知（以下简称履行通知）。履行通知必须直接送达第三人。……

46. 第三人对履行通知的异议一般应当以书面形式提出，口头提出的，执行人员应记入笔录，并由第三人签字或盖章。

47. 第三人在履行通知指定的期间内提出异议的，人民法院不得对第三人强制执行，对提出的异议不进行审查。”

乐清市人民法院《协助执行通知书》（（2023）浙 0382 执 2431 号）要求电投新能源协助执行农行乐清支行的代位权，基于《最高人民法院关于人民法院执行工作若干问题的规定（试行）（2020 修正）》相关规定，由于电投新能源已在协助执行通知书的期限内以书面形式提出异议，法院不得对电投新能源强制执行，对提出的异议不进行审查。

（3）关于电投新能源诉华仪风能案件

本题“（七）、4”所列第 3 项诉讼，系电投新能源基于华仪风能的合同违约，向华仪风能主张赔偿，若最终诉讼请求得到吴忠市红寺堡区人民法院支持，将增加电投新能源的营业外收入。

（4）相关财务处理及影响

对于电投新能源对华仪风能的未到期质保金已在报告期末的应付账款科目中体现，该部分应付账款已在评估中作为非经营性负债考虑，不存在涉及超过预

计损失的情形。

(5) 交易对方的相关补偿承诺

本次重组交易对方宁夏电投已就电投新能源与华仪风能的相关未决诉讼出具补偿承诺如下：“1. 就电投新能源与华仪风能签订的相关采购合同，截至 2024 年 7 月 31 日，电投新能源欠付华仪风能 2,381.40 万元，均已在电投新能源应付账款科目中体现。2. 就附件一所列电投新能源与华仪风能相关债权人的代位权诉讼及电投新能源与华仪风能的合同诉讼，如该等诉讼经法院终审判决/裁定需由电投新能源向华仪风能相关债权人承担给付责任，且电投新能源向华仪风能债权人给付累计金额扣除电投新能源收回华仪风能赔偿金额超过 2,381.40 万元的部分，在电投新能源向相关债权人给付后，由本公司向电投新能源予以补偿。” 综上，对于华仪风能相关债权人与电投新能源的代位权诉讼，根据《民法典》的相关规定，代位权的行使范围应以债权人的到期债权金额为限；对于电投新能源应付华仪风能的质保金余额，电投新能源已在应付账款科目体现，相关诉讼及仲裁均不存在标的公司需承担超过预计损失的情形，且交易对方已出具关于超过预计损失的补偿承诺，标的公司不会因此承担较大的赔付风险与资金压力，相关诉讼不会对本次评估造成实质影响。

(八) 结合相关法律法规，说明宁东新能源所受两起行政处罚是否属于重大违法行为，相关主体是否已采取有效措施避免类似情形的再次发生；结合标的资产是否存在“未批先建”等其他违规违法情形，说明其是否面临较大的潜在法律风险；

1、宁东新能源两起行政处罚的基本情况

报告期内，宁东新能源受到的行政处罚情况如下：

序号	被处罚主体	处罚机关	处罚决定书编号	处罚事由	处罚内容	处罚日期	是否履行完毕
1	宁东新能源	宁东管委会建设和交通局	宁东管（建）罚决字（2024）第 002 号	特殊建设工程未经消防设计审查或者审查不合格前擅自施工	罚款 3.5 万元	2024.2.6	是

序号	被处罚主体	处罚机关	处罚决定书编号	处罚事由	处罚内容	处罚日期	是否履行完毕
2	宁东新能源	宁东镇人民政府	宁东政（自然草）罚决字[2024]第001号	非法占用草地	责令恢复（19.65亩）草地植被；处以罚款3,954.36元。	2024.7.11	是

2、结合相关法律法规，说明宁东新能源所受两起行政处罚是否属于重大违法行为

（1）上表所列之第1项行政处罚

根据《中华人民共和国消防法（2021修正）》第十二条：“特殊建设工程未经消防设计审查或者审查不合格的，建设单位、施工单位不得施工；其他建设工程，建设单位未提供满足施工需要的消防设计图纸及技术资料的，有关部门不得发放施工许可证或者批准开工报告。”第五十八条：“违反本法规定，有下列行为之一的，由住房和城乡建设主管部门、消防救援机构按照各自职权责令停止施工、停止使用或者停产停业，并处三万元以上三十万元以下罚款：依法应当进行消防设计审查的建设工程，未经依法审查或者审查不合格，擅自施工的；……”宁东新能源本次行为仅被主管部门处以罚款，且罚款金额与相关法规规定的下限标准接近，不属于顶格处罚。

2024年8月20日，宁东管委会建设和交通局出具《证明》，主要内容为：“宁东新能源已在规定期限内缴纳罚款并及时履行整改义务，上述行政处罚不属于情节严重的重大行政处罚。除上述行政处罚外，自2022年1月1日至今，宁东新能源不存在其他被本单位处罚的记录。”

（2）上表所列之第2项行政处罚

根据《中华人民共和国草原法》（2021修正）第六十五条：“未经批准或者采取欺骗手段骗取批准，非法使用草原，构成犯罪的，依法追究刑事责任；尚不够刑事处罚的，由县级以上人民政府草原行政主管部门依据职权责令退还非法使用的草原，对违反草原保护、建设、利用规划擅自将草原改为建设用地的，限

期拆除在非法使用的草原上新建的建筑物和其他设施，恢复草原植被，并处草原被非法使用前三年平均产值六倍以上十二倍以下的罚款。”宁东新能源本次行政处罚的罚款计算方式为按照相关法规规定的下限标准进行处罚，不属于顶格处罚。

2024年8月21日，灵武市宁东镇人民政府出具《证明》，主要内容为：“截至本证明出具之日，宁东新能源已按照《行政处罚决定书》的要求按时、足额缴纳了相应罚款，并完成了相应的整改工作，未造成严重后果，不属于严重损害公共利益的违法行为。除上述处罚外，自2022年1月1日至本证明出具之日，在本机关管辖范围内，宁东新能源不存在其他违反相关法律、法规、规章和规范性文件的情形，亦不存在任何因违反法律、法规、规章和规范性文件而受到本机关行政处罚的情形，与本机关不存在任何其他争议。”

根据《<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》（以下简称“《证券期货法律适用意见第18号》”）的规定：“二、……（一）重大违法行为的认定标准 1.“重大违法行为”是指违反法律、行政法规或者规章，受到刑事处罚或者情节严重行政处罚的行为。2. 有以下情形之一且中介机构出具明确核查结论的，可以不认定为重大违法行为：（1）违法行为轻微、罚款金额较小；（2）相关处罚依据未认定该行为属于情节严重的情形；（3）有权机关证明该行为不属于重大违法行为。违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等的除外。……”

基于上述法规规定，由于宁东新能源所受两起行政处罚**不属于顶格处罚**且均已取得处罚决定机关出具的关于该等处罚不属于重大行政处罚或该等行为未造成严重后果、不属于严重损害社会公共利益的违法行为的合规证明，因此，宁东新能源所受两起行政处罚不属于重大违法行为。

3、相关主体是否已采取有效措施避免类似情形的再次发生

（1）标的公司内部控制制度的设计与执行

本次交易前，标的公司已经根据相关法律法规制定了《宁夏电投新能源有限公司章程》，并已建立了完整的内部控制体系。同时，针对项目建设、项目生产

方面，标的公司均已建立相关内部管理制度，并严格按照相关制度进行管理，具体包括但不限于：

《项目开发建设业务指导手册》《项目前期工作管理办法》《拟投资开发项目立项决策工作管理细则》《新能源项目核准工作管理细则》《项目建设用地管理细则》《工程建设项目管理制度》《工程建设项目安全管理办法》《工程建设项目质量管理责任制》《工程建设项目质量事故管理办法》《文明生产管理办法》《风场设备管理责任制》《电力设施安全保卫管理办法》《安全生产保障体系和监督体系管理规定》《建设项目职业卫生“三同时”管理办法》《消防安全管理办法》《“三重一大”决策实施办法》。

根据标的公司出具的情况说明：“标的公司已严格执行相关内部管理规定、制度文件定期组织开展专项学习培训，提高全员合规意识，杜绝违规作业行为；定期开展合规大检查，从安全基础管理、项目合规、生产合规、安全生产、环境保护等方面，全面系统排查可能存在的违规行为；标的公司的相关内部管理制度能够得到有效执行，有利于标的公司进一步规范经营。在标的公司及其下属控股子公司经营过程中，由于所处行业特点以及某些偶发因素的影响，存在受到相关部门行政处罚的情形，标的公司及其下属控股子公司已对相关违法违规行为积极及时地进行了整改，并通过加强下属企业奖惩考核和相关责任人员培训教育等措施加强对违法违规行为的监控，避免类似事项的再次发生。”

（2）上市公司已建立并完善系列内控管理制度保证下属公司合法合规运营

上市公司高度重视内控合规管理，已根据《公司法》《证券法》《企业内部控制基本规范》等规定，建立了一系列的合规管理内部控制和标准管理制度，包括《安全生产管理制度》《绩效考评管理办法》《会计核算管理办法》（试行）《固定资产管理制度》《合同管理办法》《合规管理办法》《采购管理制度》（试行）《内部审计制度》《内部控制自我评价管理办法》《员工招聘、入职、离职管理办法》《子公司管理制度》等，内容涵盖安全生产、财务管理、合规管理、采购管理、内部审计、劳动人事、子公司管理等多个方面，形成了完整的内部合规制度体系。

在合规管控方面，上市公司制定实施了合规管理制度，设立了法治建设（合规）领导小组并下设办公室，公司法务部门作为合规管理牵头部门组织各职能部

门及所属各单位全面参与上市公司合规管理,内部审计部门开展合规审计监督工作。上市公司主要从合规风险识别、合规风险评估、合规风险应对、合规监督检查和合规体系评估五个环节,完成上市公司合规风险闭环管理。法务部门定期组织开展法律合规培训,宣传合规文化,全面提升上市公司员工合规意识。

本次交易完成后,标的公司成为上市公司的全资子公司,宝塔实业符合上市公司治理要求的内部制度和多年来丰富的运营经验将保障下属公司合法合规运营。

(3) 上市公司将进一步强化统一管理,保障标的公司经营行为合法合规

本次交易完成后,标的公司将成为上市公司全资子公司,并作为上市公司的控股子公司适用深交所的监管规范。上市公司将进一步强化统一管理,将标的公司的安全生产规范施工、环保、能源监管等工作全部纳入统一的管理平台,并将以完善的合规管理内部控制制度和多年的上市公司运营管理经验保障标的公司及其子公司经营行为合法合规:

(1) 上市公司将依据标的公司已有的决策制度,建立有效的控制机制,加强对标的公司的战略管理、财务管理和风控管理,确保上市公司对标的公司重大事项的决策和控制权,使上市公司与子公司在抗风险方面形成有机整体,提高公司整体决策水平和抗风险能力。同时健全和完善公司内部管理流程,推进上市公司与标的公司管理制度的融合,以适应公司资产和业务规模的快速增长。

(2) 上市公司将加强对标的公司的管理监督、业务监督和审计监督,强化合规经营管理水平,包括进一步明确各下属公司管理人员职责及相关绩效考核办法,各下属公司管理人员将依照法律、法规和公司章程的规定,履行与合规管理有关的职责,并对相关公司的违法违规行为承担相应责任。

(3) 通过集中组织专项培训等方式,提升各下属公司相关人员管理及业务水平,加强风险管控意识;上市公司将定期或不定期对各下属公司及相关工作人员的经营管理和业务开展情况进行审查、监督和检查,避免企业违法违规行为的发生。

基于上述,标的公司已建立符合法律规定和行业监管要求的完备的合规管理

内控制度并有效执行，上市公司已建立并完善系列内控管理制度，保证下属公司合法合规运营且将进一步强化统一管理，从而可以有效约束本次交易完成后标的公司及其子公司合规运营。上市公司和标的公司已有效采取措施防范本次交易完成后上市公司发生建设、安全、环保等方面重大隐患或重大处罚风险，相关措施足以防止同类违法行为发生。

4、结合标的资产是否存在“未批先建”等其他违规违法情形，说明其是否面临较大的潜在法律风险。

(1) 标的公司在建及运营中的风电场及光伏电站已取得的权证及审批情况

截至本回复出具日，除募投项目盐池惠安堡 750MW 风光同场项目、中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目、宁国运（灵武）1GW 光伏绿电园区新能源复合项目尚未开工建设外，电投新能源及其控股子公司拥有的在建设和运营过程中的风电场及光伏电站、储能及输变电工程共计 14 项，其已取得的立项、环评、土地证、建设手续及电力业务许可证等相关权证及审批情况如下：

1) 太阳山光伏电站一期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	关于宁夏电力投资集团公司太阳山 10MWp 光伏并网电站项目核准的批复	宁发改能源〔2009〕454 号
环评批复/环保验收	宁夏回族自治区环境保护厅验收意见（宁夏电投太阳山光伏电站一期 10MWp 工程项目）	宁环验〔2011〕38 号
用地及建设手续	建设用地规划许可证（电站）	地字第 WTY200909004 号
	建设用地规划许可证（送出线路）	地字第 WTY201004001 号
	建设工程规划许可证	建字第吴规太工（2012）003 号
	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山光伏电站一期 10MWp 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	土地不动产权证书	宁（2025）红寺堡区不动产权第 D0000009 号
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

2) 太阳山光伏电站二期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	关于宁夏电力投资集团太阳山 20MWp 光伏电站项目核准的批复	宁发改审发〔2013〕567 号
环评批复/ 环保验收	宁夏回族自治区环境保护厅验收意见（宁夏电力投资集团太阳山 20MWp 光伏电站项目）	宁环验表〔2015〕18 号
用地及建设 手续	建设用地规划许可证	地字第吴规太用 2015003 号
	建设工程规划许可证	建字第吴规太工 2016009 号
	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山光伏电站二期 20MWp 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	土地不动产权证	宁（2025）红寺堡区不动产权第 D0000013 号
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

3) 太阳山光伏电站三期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码：2020-640950-44-03-007595
环评批复/ 环保验收	吴忠市生态环境局环评、验收文件备案单	2022-30 号
用地及建设 手续	建设用地规划许可证	地字第 640300202100009 号
	建设工程规划许可证	正在办理
	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山光伏电站三期 10MWp 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	土地不动产权证	已取得吴自然（划）字 2021-04 号《国有建设用地划拨决定书》，土地证正在办理中
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

4) 太阳山风电场一期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	关于太阳山风电场宁夏电投一期 49.5MW 工程项目核准的批复	宁发改审发〔2010〕629 号
环评批复/ 环保验收	宁夏回族自治区环境保护厅验收意见（宁夏太阳山风电场宁夏电投一期 49.5MW 工程）	宁环验〔2012〕14 号
用地及建	建设用地规划许可证	地字第 WTY201008003 号

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
设手续	建设工程规划许可证（主控楼）	建字第吴规太工 2013001 号
	建设工程规划许可证（车库）	建字第吴规太工 2013002 号
	建设工程规划许可证（主厂房）	建字第吴规太工 2013003 号
	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山风电场一期 49.5MW 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	国有土地使用证	吴·红国用（2013）第 60007 号
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

5) 太阳山风电场二期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	关于太阳山风电场宁电投二期 49.5MW 风电项目核准的批复	宁发改审发〔2013〕472 号
环评批复/环保验收	宁夏回族自治区环境保护厅验收意见（太阳山风电场宁电投二期 49.5MW 风电项目）	宁环验表〔2015〕30 号
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第吴规太用 2015017 号
	建设工程规划许可证	建字第吴规太工 2015034 号
	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山风电场二期 49.5MW 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	土地不动产权证	已取得吴国土（划）字 2015-5 号《国有建设用地划拨决定书》，土地证正在办理中。
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

6) 太阳山风电场三四期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	关于宁夏电力投资吴忠太阳山风电场项目核准的批复	宁发改审发〔2014〕159 号
环评批复/环保验收	吴忠市环境保护局验收意见（宁电投太阳山风力发电有限公司四期 50MW 工程）	吴环验〔2017〕2 号
	吴忠市环境保护局验收意见（宁电投太阳山风力发电有限公司三期 50MW 工程）	吴环验〔2017〕3 号
用地及建设手	建设用地规划许可证	地字第吴太·YD2019033 号
	建设工程规划许可证	建字第 GHX20190053 号

续	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山风电场三四期 100MW 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	土地不动产权证	已取得吴国土（划）字 2015-3 号《国有建设用地划拨决定书》，土地证正在办理中
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

7) 太阳山风电场五六期

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	自治区发展改革委关于宁夏电投太阳山风电项目核准的批复	宁发改审发〔2017〕227 号
环评批复/ 环保验收	吴忠市生态环境局环评、验收文件备案单（电站）	2020-35 号
	吴忠市生态环境局环评、验收文件备案单（输变电工程）	2020-36 号
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第吴自规（太）用 2019003 号
	建设工程规划许可证	建字第 GHX2020088 号
	吴忠太阳山开发区建设和林水局出具的关于太阳山风电场五六期 100MW 项目不属于施工许可管理范畴的《证明》	/
	土地不动产权证	宁（2025）红寺堡区不动产权第 D0000328 号
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

8) 灵武风电场

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	关于宁东风电场宁夏电投 49.5MW 工程项目核准的批复	宁发改审发〔2011〕774 号
环评批复/ 环保验收	宁夏回族自治区环境保护厅验收意见（宁夏电投灵武风电场一期 49.5MW 项目）	宁环验表〔2014〕32 号
用地及建设手续	建设用地规划许可证	正在办理中
	建设工程规划许可证	建字第 2012-28 号
	建筑工程施工许可证	正在办理中
	土地不动产权证	宁（2024）灵武市不动产权第 0008457 号
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031318-00217

9) 宁东复合光伏电站

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码：2111-640900-60-01-407200
环评批复 /环保验收	宁东能源化工基地管委会生态环境局关于宁夏电投宁东 200MWp 光伏复合项目配套 110kV 输变电工程环境影响报告表的批复	宁东管（环）（2023）15 号
	宁夏电投宁东 200MWp 光伏复合项目配套 110kV 输变电工程竣工环境保护验收意见	/
	宁东能源化工基地管委会生态环境局关于宁夏电投宁东 200MWp 光伏复合项目环境影响报告表的批复	宁东管（环）（2022）4 号
	宁夏电投宁东 200MWp 光伏复合项目竣工环境保护验收意见	/
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第 640181202300025 号
	建设工程规划许可证	建字第〔2023〕054 号
	不动产权证书	宁（2023）灵武市不动产权第 0003479 号
	建筑工程施工许可证	无建筑物，不涉及办理
业务资质	电力业务许可证（发电类）	许可证编号：1031323-01043

10) 宁东储能电站

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码：2111-640900-60-01-917031
环评批复 /环保验收	宁东能源化工基地管委会生态环境局关于宁夏电投宁东基地新能源共享储能电站示范项目环境影响报告表的批复	宁东管（环）（2023）8 号
	宁夏电投宁东基地新能源共享储能电站示范项目竣工环境保护验收调查报告表	/
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第 640181202300024 号
	建设工程规划许可证	建字第〔2023〕028 号
	建筑工程施工许可证	编号 642103202305230101
	土地不动产权证书	宁（2023）灵武市不动产权第 0003478 号
业务资质	储能电站，不属于发电类业务，不涉及办理电力业务许可证	/

11) 330 千伏输电工程

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	自治区发展改革委关于宁东 1GW 光伏基地 330 千伏输变电工程核准的批复	宁发改能源(发展)审发〔2022〕4 号
环评批复/环保验收	关于宁东 1GW 光伏基地 330 千伏输变电工程环境影响报告表审批意见的函	宁核环〔2022〕15 号
	宁东 1GW 光伏基地 330 千伏输变电工程竣工环境保护验收意见	/
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第 640181202300017 号
	建设工程规划许可证	建字第〔2023〕059 号
	建筑工程施工许可证	无建筑物, 不涉及办理
	不动产权证书	宁(2023)灵武市宁不动产权第 0002689 号
业务资质	输电工程, 不属于发电类业务, 不涉及办理电力业务许可证	/

12) 中卫复合光伏电站

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码: 2203-640000-04-01-545851
环评批复/环保验收	关于同意《宁国运沙坡头区 100MW 复合光伏项目环境影响报告表》的函	卫环函〔2023〕118 号
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第 640500202320037 号
	建设工程规划许可证	建字第 640500202330076 号
	建筑工程施工许可证	编号 640501202312080101
	土地不动产权证	宁(2023)中卫市不动产权第 T0021601 号
业务资质	电力业务许可证(发电类)	许可证编号: 1031324-01057

13) 青龙山共享储能电站(一期)

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码: 2208-640181-04-01-632236
环评批复/环保验收	关于同意青龙山 200MW/400MWh 新能源共享储能电站示范项目配套 110kV 输变电工程环境影响报告表的函	银审服(环)函发〔2023〕181 号
	宁夏电投新能源有限公司青龙山 200MW/400MWh 新能源共享储能电站示范项目(一期)竣工环境保护验收调查表	/

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码：2208-640181-04-01-632236
用地及建设手续	建设用地规划许可证	地字第 640181202306 号
	建设工程规划许可证	建字第 6401812023GG0008386 号
	关于办理宁夏电投新能源有限公司青龙山 200MW/400MWh 新能源共享储能电站示范项目施工许可证的复函	/
	土地不动产权证	宁（2023）灵武市不动产权第 0003919 号
业务资质	储能项目，不属于发电类业务，不涉及办理电力业务许可证	/

14) 青龙山共享储能电站（二期）

类别	文件/证书名称	文件/证书编号
立项	宁夏回族自治区企业投资项目备案证	项目代码：2208-640181-04-01-632236
环评批复/环保验收	关于同意青龙山 200MW/400MWh 新能源共享储能电站示范项目配套 110kV 输变电工程环境影响报告表的函	银审服（环）函发〔2023〕181 号
用地及建设手续	建设工程规划许可证	建字第 6401812023GG0008386 号
	建设用地规划许可证	地字第 640181202306 号
	关于办理宁夏电投新能源有限公司青龙山 200MW/400MWh 新能源共享储能电站示范项目施工许可证的复函	/
	土地不动产权证	宁（2023）灵武市不动产权第 0003919 号
业务资质	储能项目，不属于发电类业务，无需办理电力业务许可证	/

（2）上述项目中尚未取得土地证、建设手续的具体情况

1) 未办理的原因

如上所述，电投新能源及其控股子公司部分项目仍有部分土地证、建设手续正在办理过程中，具体情况如下：

序号	项目名称	正在办理的证照/手续
1	太阳山光伏电站三期	建设工程规划许可证
		已取得国有建设用地划拨决定书，正在办理土地证
2	太阳山风电场二期	已取得国有建设用地划拨决定书，正在办理土地证

序号	项目名称	正在办理的证照/手续
3	太阳山风电场三四期	已取得国有建设用地划拨决定书，正在办理土地证
4	灵武风电场	根据《中华人民共和国城乡规划法(2007)》(已于2015年、2019年修正)第三十七条规定，项目取得建设用地规划许可证后方可办理土地证。因历史久远，标的公司未能找到该项目的建设用地规划许可证，但该项目划拨用地已于2013年取得土地证。因此，标的公司目前未找到该项目建设用地规划许可证预计不会对项目土地证及其他建设手续办理构成实质影响。
		建筑工程施工许可证

除上述情况外，电投新能源及其控股子公司不存在其他未取得立项、环评、土地证、建设手续及电力业务许可证等相关权证及审批的情形。

针对上述情况，根据电投新能源出具的《情况说明》，基于电力监管的特殊要求，根据《国家能源局关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知》（国能监管〔2014〕450号）、《国家能源局关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知》（国能新能〔2014〕445号）等相关规定，新能源电力项目取得能源监管部门的备案（核准）后，能源监管部门对于项目的开工、建设、投产及并网发电时间等均有明确且严格的要求。而项目的用地、建设用地规划、建设工程规划及建筑工程施工等建设手续的主管部门为自然资源局、住房和城乡建设局等主管部门，两者属于不同的监管条线，项目公司除需满足能源监管关于项目建设及并网发电时间的要求外，还需履行土地及住建等的相关手续。电投新能源及其控股子公司多数项目严格按照电力监管及土地住建监管的要求取得相关审批手续后进行开工建设，不存在未经批准占用土地、非法使用林地草原或擅自改变用途的情形；少数项目受制于能源监管的并网时间的要求，在取得国有建设用地划拨决定书后，出现了土地证和建设手续办理相对滞后的情形，导致在建设前期尚未完全取得相关土地证或建设用地规划许可证、建筑工程施工许可证进行施工，电投新能源目前正在补办相关证照及建设手续。

2) 相关主管部门出具的证明

就上述太阳山光伏电站三期、太阳山风电场二期、太阳山风电场三四期尚未取得建设工程规划许可证及土地证情况，2024年9月，电投新能源已取得吴忠市自然资源局出具的《证明》：“1. 该公司项目已取得的《划拨用地决定书》所划

拨的土地符合国土空间规划，符合国家产业政策、土地政策与城乡规划，不存在占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。2. 该公司申请办理的附件所列土地及地上建筑物的产权证书，在该公司满足法定登记条件并依法履行相关法定程序的情形下，其依法取得的项目土地及地上建筑物办理不动产权证书不存在实质性障碍。3. 自 2022 年 1 月 1 日至出具证明之日，经查询，该公司无受到本局行政处罚的记录。”

就上述灵武风电场尚未取得建设工程规划许可证事项，2024 年 9 月，电投新能源取得灵武市自然资源局出具的《情况说明》，灵武市自然资源局确认：“1. 宁夏电投新能源有限公司灵武分公司已取得附件所列项目土地不动产权证书及/或划拨用地决定书，系附件所列地上建筑物的开发建设单位，合法拥有该宗地地上建筑物法定的相关权利；该宗地地上建筑物不存在被我局强制拆除、没收的情形，也不存在被征收、强制收回及其他影响正常使用的情形。2. 宁夏电投新能源有限公司灵武分公司正在办理该宗地地上建筑物的产权证书，公司依法履行相关程序并在满足相关法定条件的情形下，其取得该宗地地上建筑物的房屋不动产权证书不存在实质性障碍。3. 自 2022 年 1 月 1 日至今，我局未发现宁夏电投新能源有限公司存在违反土地管理、城乡规划建设等相关法律法规规定的重大违法违规行为，不存在受到本局行政处罚的记录。”

就上述灵武风电场尚未取得建筑工程施工许可证事项，2024 年 8 月，灵武市住房和城乡建设局出具《证明》：“宁夏电投新能源有限公司（统一社会信用代码：916403005541699401）系我辖区企业。经核查，兹证明：该公司自 2022 年 1 月 1 日至今，不存在因违反住房和城乡建设管理相关法律法规而被我局行政处罚或追究法律责任的情形。”

（3）上述情况不会对标的公司的后续经营及本次交易构成重大不利影响

如上所述，太阳山光伏电站二期、太阳山风电场二期、太阳山风电场三、四期、灵武风电场已取得主管自然资源局及/或住房和城乡建设局出具的相关项目土地符合国土空间规划、土地政策与城乡规划，不存在占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形，不存在被拆除、没收情形，不存在因违反自然资源管理、城乡规划、住房和城乡建设管理相关法规被处罚记录及办理相关土地房产产权证不存在障碍的证明文件，相关土地证及建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证

正在依法依规办理中。

基于谨慎性考虑，本次重组交易对方宁夏电投已就标的公司不动产产权证办理事项出具《关于标的公司不动产产权证办证费用承担事项的承诺函》及《关于标的公司不动产产权证办理事项的承诺函》，宁夏电投承诺：1、就电投新能源正在办理产权证的土地、房屋自评估基准日 2024 年 7 月 31 日起涉及的办证费用等相关费用，在标的公司依法缴纳后，将及时向标的公司进行全额补偿并最终承担相关费用。2、如因电投新能源及其下属公司最终未能取得相关不动产的产权证，或因相关不动产由于被强制拆除、征收、查封等情形导致无法正常使用，或相关不动产存在产权纠纷、因未办理产权证导致电投新能源及其下属公司受到行政主管部门的处罚或产生其他费用，而给上市公司、电投新能源及/或其下属公司招致任何损失或法律责任，由宁夏电投予以赔偿或承担。

因此，电投新能源上述正在办理土地证、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证等建设手续涉及的费用，以及因尚未办理产权证及建设手续导致电投新能源及其下属公司受到行政处罚及/或招致任何损失或法律责任，均由宁夏电投承担。

综上所述，标的公司相关土地证及建设手续正在依法合规办理中，已取得主管部门出具的该公司满足法定登记条件并依法履行相关法定程序的情形下办理土地不动产权证书不存在实质性障碍及/或相关地上建筑物不存在被主管部门强制拆除、没收、被征收、强制收回及其他影响正常使用的情形的证明文件；且本次重组交易对方已就办证费用及因尚未办理产权证、建设手续导致电投新能源及其下属公司受到行政处罚及/或招致任何损失或法律责任，均承诺予以承担或补偿。因此，电投新能源少数项目正在办理土地产权证书或建设手续的情形不会对电投新能源后续经营及本次交易构成重大不利影响。

此外，根据电投新能源及其控股子公司主管自然资源、住房和城乡建设、工商、税务、安全生产、环境保护、林草管理等主管部门出具的合规证明，以及标的公司出具的承诺函，及经查询标的公司及其控股子公司住所地自然资源局、住房和城乡建设局、林草局、市场监督管理、税务等政府部门网站的公开信息，截至本问询回复出具日，标的公司不存在其他未经批准占用土地、非法使用林地

草原或擅自改变用途等违法情形，不存在因“未批先建”等其他违法违规情形而被主管部门处罚的其他记录，不存在面临较大的潜在法律风险。

（九）电投新能源及其子公司的主要业务资质是否完备，续期是否存在实质性障碍，评估时是否充分考虑相关因素。

截至本问询回复出具日，电投新能源及其控股子公司就其生产经营取得的主要资质、许可、批准及其他相关证书如下：

序号	所有人	资质名称	发证单位	证书编号	有效期
1	电投新能源	《电力业务许可证》	国家能源局 西北监管局	1031318-00217	2018.12.3- 2038.12.2
2	宁东新能源	《电力业务许可证》	国家能源局 西北监管局	1031323-01043	2023.6.28- 2043.6.27
3	中卫新能源	《电力业务许可证》	国家能源局 西北监管局	1031324-01057	2024.5.20- 2044.5.19
4	电投新能源	《用水权证》(生活用水)	吴忠市红寺堡区水务局	640303001G0103	2024.6.7- 2024.12.31
5	电投新能源	《用水权证》(工业用水)	吴忠市红寺堡区水务局	640303001G0016	2022.8.19- 2025.8.19
6	宁东新能源	《盐池县水务局关于向宁夏电投宁东新能源有限公司有偿配置用水权指标的通知》	盐池县水务局	/	2024.8.29- 2025.12.31

就《用水权证》而言，对于宁夏地区的取水许可，按照取水的位置的不同，分为取水许可证和用水权证两种登记形式。其中，直接从江河、湖泊、地下取水的，需办理取水许可证；通过公共供水系统用水的，需办理用水权证。中卫新能源已投运项目未直接从江河、湖泊或者地下取用水资源，也未通过公共供水系统用水，不涉及用水设施建设，不属于应当办理取水许可及用水权证的范围，因此未办理《用水权证》。宁东新能源的《盐池县水务局关于向宁夏电投宁东新能源有限公司有偿配置用水权指标的通知》属于取水许可文件，该通知中明确“你公司可凭此通知到当地供水服务单位办理供水相关事宜”。

电投新能源募投项目盐池惠安堡 750MW 风光同场项目、中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目由于尚处于拟建阶段，正处于办理项目土地及建设手续等前期阶段。如本回复“问题十四、一、（二）、3”所述，根据《电力业务许可证》《用

水权证》办理流程及要求的相关法律法规的规定,《电力业务许可证》应于项目通过竣工验收后,或尚未组织竣工验收但提交发电机组通过启动验收的证明材料或者有关主管部门认可的质量监督机构同意整套启动的质量监督检查报告后方可提交申请,募投项目目前尚未达到电力业务许可证的申请条件,募投项目实施主体后续将根据项目的建设情况及运行情况按照相关法律法规的要求提交电力业务许可申请。此外,由于募投项目发电设施并非取水设施,取水许可并非募投项目电力设施开工的前提条件,募投项目实施主体后续将根据项目的实际需要,如涉及取水设施建设的,将根据取水设施涉及的取水位置,在建设取水设施开工前提前向主管部门申请办理取水许可证(或用水权证)。

上表第4项电投新能源《用水权证》(生活用水)已于2024年12月31日到期。电投新能源已就该《用水权证》的续期向原审批机关提出申请,2025年1月2日,吴忠市红寺堡区水务局出具《证明》,主要内容为:“电投新能源编号640303001G0103《用水权证》虽已于2024年12月31日到期,但不影响电投新能源根据合同行使用/取水权;后续根据自治区水利厅下达吴忠市红寺堡区取水用水指标及相关用水企业2025年年度取水计划确定后(预计2025年2月),我单位将按照《宁夏回族自治区水资源管理条例(2024修正)》等法律法规及规范性文件的规定,为电投新能源办理新的《用水权证》。该公司行使用/取水权过程不存在违法违规行为,符合相关法律法规规定,办理前述《用水权证》不存在法律障碍。”

基于上述,截至本问询回复出具日,电投新能源及其控股子公司已取得必要的业务资质;电投新能源《用水许可证》(生活用水)已到期,标的公司正在办理续期手续并已取得原审批机关吴忠市红寺堡区水务局出具的电投新能源办理《用水权证》不存在障碍的证明文件,预计标的公司后续取得续期后的证书不存在实质性障碍。

本次评估时已充分考虑标的公司具备相关资质及持续经营因素的影响,评估假设具有合理性。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅了标的公司最近三年增资相关的增资协议、股东决定、宁夏电投董事会决议等文件，查阅标的公司的工商档案等资料，查阅电投新能源公司章程、营业执照，查阅现金增资银行回单，查阅增资时使用的电投新能源及宁东新能源审计报告。

2、查阅《宁夏国有资本运营集团公司授权放权清单（2022 版）》等资料，查阅《企业国有资产交易监督管理办法》等相关规定。

3、查阅宁夏众和资产评估有限公司出具的“众和评报字[2024]053 号”《宁夏电力投资集团有限公司拟对其全资子公司宁夏电投新能源有限公司增资事宜涉及的宁夏电投宁东新能源有限公司股东全部权益资产评估报告》及评估备案表，查阅标的公司 2024 年度未经审计财务报表。

4、查阅未取得产权证书土地的划拨决定书及主管自然资源局出具的办证无障碍证明；查阅正在办理产权证的房屋的划拨决定书/国有土地使用权证、测绘报告及主管自然资源局出具的办证无障碍证明；访谈标的公司财务负责人，了解电投新能源未取得产权证书土地房产的账面值情况，查阅标的公司固定资产及无形资产台账；查阅宁夏电投就办证费用及瑕疵风险承担出具的书面承诺函；查阅宁夏电投就标的公司不动产产权证办理事项出具的《关于标的公司不动产产权证办理事项的承诺函》、电投新能源出具的《宁夏电投新能源有限公司土地、房产证件办理情况说明》等。

5、查阅了标的公司的专利证书，通过国家知识产权局官网检索标的公司专利情况；查阅《置入资产评估报告》。

6、查阅中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府就《草原占用补偿协议》出具的《确认函》。

7、查阅华仪风能未决诉讼与仲裁事项相关的诉讼仲裁文书，如起诉书、答辩状、受理案件通知书、民事判决书、民事裁定书、仲裁裁决书、协助执行通知书及电投新能源书面异议等材料；访谈标的公司财务负责人，了解公司向华仪风能采购设备情况以及账务处理情况，查阅与华仪风能签订的相关采购合同，检查

交易付款条款和质保金条款等；查阅标的公司代华仪风能向第三方付款相关协议以及付款单据，检查与华仪风能相关账务处理的准确性；**查阅电投新能源与重庆齿轮箱签署的《和解协议》；查阅宁夏电投出具的《关于电投新能源诉讼事项的承诺函》。**

8、查阅宁东新能源两起行政处罚涉及的行政处罚决定书、缴款银行回单及行政处罚决定机关出具的专项合规证明；查阅《证券期货法律适用意见第 18 号》相关规定；查阅标的公司的相关内部控制制度及标的公司关于执行情况的情况说明；查阅上市公司的内控管理制度及合规运营制度、上市公司关于本次交易后保障标的公司合规建设的安排的情况说明；查阅电投新能源及其控股子公司主管自然资源、住房和城乡建设、工商、税务、安全生产、环境保护、林草管理等主管部门出具的合规证明、标的公司出具的承诺函；通过标的公司相关主管政府部门网站检索标的公司行政处罚情况；查阅相关项目的建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证等文件。

9、查阅电投新能源及其控股子公司《电力业务许可证》《用水权证》《盐池县水务局关于向宁夏电投宁东新能源有限公司有偿配置用水权指标的通知》等业务资质文件；查阅电投新能源关于《用水权证》办理续期的情况说明及吴忠市红寺堡区水务局出具的《证明》。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、本次交易作价与历次增资价格的差异系定价依据不同，前两次增资宁夏电投均为电投新能源唯一股东的增资行为，以 1 元/注册资本或参考净资产审计值作价具有合理性，本次重组交易属于市场交易行为，以评估价值作为定价依据，相关差异具备合理性。

2、电投新能源最近三年涉及的两次增资履行了必要的审议和批准程序，符合相关法律法规及公司章程的规定，不存在违反限制或禁止性规定的情形。

3、考虑到增资前宁夏电投为电投新能源和宁东新能源的唯一股东，本次增资参考双方经审计的净资产值进行定价，定价方式具有合理性。

4、标的公司未取得权属证书土地、房屋如后续涉及办证费用的，由交易对方宁夏电投承担；电投新能源未取得产权证书的房屋和土地使用权不存在法律障碍或不能如期办理完毕的风险。

5、电投新能源专利均为原始取得，不存在继受取得情形。

6、电投新能源已取得中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府关于租赁期限中超过 20 年以后剩余年限进行续租的确认函，预计后续续签协议不存在实质性障碍，不会对标的公司的经营造成重大不利影响。

7、电投新能源未支付华仪风能的未到期质保金，已全部在报告期末的应付账款科目中体现，电投新能源未针对相关诉讼另行计提预计负债，相关会计处理符合《企业会计准则》的有关规定；温州中院向电投新能源送达履行通知书时，电投新能源经办人员因工作疏忽未在法院送达通知书载明的异议期内提出书面异议，因此法院未予认可；对于华仪风能相关债权人与电投新能源的代位权诉讼，根据《民法典》的相关规定，代位权的行使范围应以债权人的到期债权金额为限，对于电投新能源应付华仪风能的质保金余额，电投新能源已在应付账款科目体现，相关诉讼及仲裁均不存在标的公司需承担超过预计损失的情形，**且交易对方已出具关于超过预计损失的补偿承诺**，标的公司不会因此承担较大的赔付风险与资金压力，相关诉讼不会对本次评估造成实质影响。

8、宁东新能源所受两起行政处罚不属于重大违法行为，相关主体已采取有效措施避免类似情形的再次发生；截至本问询回复出具日，标的公司不存在其他的未经批准占用土地、非法使用林地草原或擅自改变用途等违法情形，不存在因“未批先建”而被主管部门处罚的其他记录，不存在面临较大的潜在法律风险。

9、截至本问询回复出具日，电投新能源及其控股子公司已取得必要的业务资质；电投新能源《用水许可证》（生活用水）已到期，标的公司正在办理续期手续并已取得原审批机关吴忠市红寺堡区水务局出具的电投新能源办理《用水权证》不存在障碍的证明文件，预计后续取得续期后的证书不存在实质性障碍；本次评估时已充分考虑标的公司具备相关资质及持续经营因素的影响。

问题六 关于标的资产的业务与收入

申请文件显示：（1）标的资产电投新能源主营业务包括风电业务、光伏业务和储能业务，主要收入来源为供电收入；电投新能源上网电量由电网公司根据指定的计量装置按月确认，上网电量主要包括优先发电计划电量和市场化交易电量，其中，优先发电计划电量的上网电价由燃煤发电基准电价及可再生能源发电补贴两部分组成，市场化交易电量的上网电价由市场化交易电价及可再生能源发电补贴两部分组成；储能业务收入分为电力辅助服务收入和储能容量租赁收入两类。（2）报告期内，电投新能源共运营 12 座电站，其中风力发电站 5 座，光伏发电站 5 座，储能电站 2 座；电投新能源共有 8 个项目存在可再生能源发电补贴，其中 7 个项目已进入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单（以下简称补贴清单），1 个项目未进入第一批补贴清单。（3）标的公司新项目正式投产前，需由项目所属地方电网公司对电力系统接入方案进行评审，取得其同意接入的意见，且电场（站）升压站及设备验收合格具备带电条件后，电网公司才会同意并网。

请上市公司补充说明：（1）按项目列示纳入补贴清单的情况（包括但不限于文件名、文件号、公示时间、公示平台及网址）、补贴范围、补贴批复电价、可再生能源补贴核查工作情况、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况、纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异的情况；（2）列示未纳入补贴清单的项目情况，包括但不限于未纳入补贴的原因、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况；（3）纳入及未纳入补贴清单的项目收入确认会计政策，相互间以及与同行业公司相比是否存在差异，如是，请说明原因及合理性；电投新能源电价补贴收入金额及确认时点的具体依据，是否存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额存在差异的情形，如是，请说明差异的金额及占收入的比重情况；确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，是否超出正常区间，确认时点是否准确、依据是否充分；是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况，如是，请说明相关收入金额及占比情况；（4）请上市公司按照《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面对本次交易标的的所有已运营风电和光伏项目逐项自

查，并根据自查情况说明是否针对违规部分核减补贴资金，是否存在处罚风险及对本次重组交易的影响；（5）宁夏回族自治区政府关于保障性收购、市场化电力交易相关政策文件，报告期各期电投新能源各电站保障性收购电量、电价及补贴情况，市场化交易电量、电价及其变化趋势，评估时是否充分考虑；（6）电投新能源已建项目获得相关电网公司的并网许可的情况，在建、拟建项目申请并网许可的情况；（7）结合宁夏发电企业数量、上网电量、市场化交易电量情况以及各类能源发电售电情况，说明发电市场竞争格局、供需情况、标的资产市场份额及陆上风电及光伏发电业务的发展前景，评估时是否充分考虑；（8）结合宁夏储能电站企业数量、储能容量、放电量、定价机制等情况，说明调峰交易市场竞争格局、供需情况、标的资产市场份额及储能业务发展的趋势，评估时是否充分考虑。

请上市公司在报告书重大事项提示中补充披露可再生能源补贴政策变化、补贴收入确认与实际领取情况差异及对电投新能源发电业务的具体影响，并充分提示相关风险。

请独立财务顾问核查并发表明确意见、会计师核查（1）（2）（3）（4）、评估师核查（5）（7）（8）、律师核查（4）（6）并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）按项目列示纳入补贴清单的情况（包括但不限于文件名、文件号、公示时间、公示平台及网址）、补贴范围、补贴批复电价、可再生能源补贴核查工作情况、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况、纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异的情况

1、电投新能源的新能源发电项目基本情况

截至报告期末，电投新能源共有 10 个新能源发电项目。其中，8 个项目确认可再生能源补贴，2 个项目属于平价上网项目，未确认可再生能源补贴。上述各项目基本情况如下：

序号	项目类型	项目名称	装机容量（MW）	是否确认补贴收入
1	风力发电	太阳山风电场一期	49.5	是

序号	项目类型	项目名称	装机容量 (MW)	是否确认补贴收入
2		太阳山风电场二期	49.5	
3		太阳山风电场三四期	100	
4		太阳山风电场五六期	100	
5		灵武风电场	49.5	
6		太阳山光伏电站一期	10	
7	光伏发电	太阳山光伏电站二期	20	否，平价上网项目
8		太阳山光伏电站三期	100	
9		宁东复合光伏电站	200	
10		中卫复合光伏电站	100	

根据 2021 年 6 月国家发改委发布的《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》(发改价格〔2021〕833 号), 2021 年起, 对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目, 中央财政不再补贴, 实行平价上网。根据 2022 年 4 月国家发改委下发的《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》, 2022 年, 对新核准陆上风电项目、新备案集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目, 延续平价上网政策。

电投新能源的宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站分别为 2021 年、2022 年备案, 适用上述平价上网政策, 因此中央财政不再补贴, 实行平价上网, 不涉及纳入补贴清单、补贴范围、补贴批复电价、可再生能源补贴核查工作情况、历年确认补贴收入、实际取得补贴、纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异等情况。

2、按项目列示纳入补贴清单的情况 (包括但不限于文件名、文件号、公示时间、公示平台及网址)、补贴范围、补贴批复电价、可再生能源补贴核查工作情况

电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目按项目列示纳入补贴清单的情况 (包括但不限于文件名、文件号、公示时间、公示平台及网址)、补贴范围、补贴批复电价、可再生能源补贴核查工作情况具体如下:

项目名称	装机容量 (MW)	纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单的情况						补贴批复电价（元/千瓦时，含税）				可再生能源补贴核查工作情况		
		文件名/公示批次	文件号	公示时间	公示平台	公示网址	补贴范围 (MW)	上网电价批复文件	上网电价 A	燃煤标杆电价 B	补贴电价 C=A-B	是否纳入	公示平台	公示网址
太阳山风电场一期	49.5	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第三批）的通知	财建[2012]1067号	2012年12月20日	财政部网站	https://jjs.mof.gov.cn/tongzhigonggao/201301/t20130107_725548.htm	49.5	宁夏回族自治区物价局《关于太阳山风电场宁夏电投一期49.5MW风电项目上网电价的通知》（宁价商发[2012]8号）	0.58	0.2595	0.3205	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject
太阳山风电场二期	49.5	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知	财建[2016]669号	2016年8月24日	财政部网站	https://jjs.mof.gov.cn/tongzhigonggao/201609/t20160923_2425262.htm	49.5	宁夏回族自治区物价局《关于宁夏中电投黄河公司中宁二期光伏电站等可再生能源发电项目上网电价的通知》（宁价商发[2015]38号）	0.58	0.2595	0.3205	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject
太阳山风电场三四期	100	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知	财建〔2018〕250号	2018年6月11日	财政部网站	https://jjs.mof.gov.cn/tongzhigonggao/201806/t20180615_2929482.htm	100	宁夏回族自治区物价局《关于宁夏盐池风电场（陈记梁）京城甘能49.5MW风电项目等可再生能源发电项目上网电价的通知》（宁价商发[2015]72号）	0.58	0.2595	0.3205	否，收到可再生能源发电补贴核查问题确认单，截至本问询回复出具日，核查结果尚未明确	/	/
太阳山风电场五六期	100	国家电网2020年补贴清单第一批	/	2020年6月30日	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/projectListQuery	100	国家发改委《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号）	0.54	0.2595	0.2805	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject
灵武风电场	49.5	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知	财建[2016]669号	2016年8月24日	财政部网站	https://jjs.mof.gov.cn/tongzhigonggao/201609/t20160923_2425262.htm	49.5	宁夏回族自治区物价局《关于宁夏电投灵武风电场一期49.5MW风电项目上网电价的通知》（宁价商发[2014]1号）	0.58	0.2595	0.3205	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject

太阳山光伏电站一期	10	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第三批）的通知	财建[2012]1067号	2012年12月20日	财政部网站	https://jjs.mof.gov.cn/tongzhigonggao/201301/t20130107_725548.htm	10	宁夏回族自治区物价局《关于核定青铜峡大唐国际一期 10MWp 太阳能光伏并网发电等项目上网电价的通知》（宁价商发[2011]40号）	1.15	0.2595	0.8905	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject
太阳山光伏电站二期	20	关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知	财建[2016]669号	2016年8月24日	财政部网站	https://jjs.mof.gov.cn/tongzhigonggao/201609/t20160923_2425262.htm	20	宁夏回族自治区物价局《关于核定宁夏中电投红墩子矿区 30MWp 光伏并网发电等项目上网电价的通知》（宁价商发[2013]76号）	1.00	0.2595	0.7405	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject
太阳山光伏电站三期	100	国家电网 2024 年补贴清单第七批	/	2024年7月24日	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/projectListQuery	100	国家能源局综合司《国家能源局综合司关于公布 2020 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》（国能综通新能[2020]64号）	0.2722	0.2595	0.0127	是，已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单	国网新能源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject

注 1：太阳山风电场五六期、太阳山光伏电站三期公示时间系国网新能源云平台公布的“纳入目录时间”。

注 2：根据宁夏回族自治区物价局《关于宁夏盐池风电场（陈记梁）京城甘能 49.5MW 风电项目等可再生能源发电项目上网电价的通知》（宁价商发[2015]72号）和国网新能源云平台公布的信息，太阳山风电场三四期项目的上网电价（含税）为 0.58 元/千瓦时，相应的补贴电价（含税）为 0.3205 元/千瓦时。但由于该项目存在“以少代全”问题，未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单，因此标的公司按照该项目全容量并网的时间确认上网电价（含税）为 0.56 元/千瓦时，相应的补贴电价（含税）为 0.3005 元/千瓦时。

(1) 纳入可再生能源电价附加资金补助目录及可再生能源发电项目补贴清单的情况

2012 年 3 月，财政部、国家发改委、国家能源局发布《关于印发<可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法>的通知》（财建[2012]102 号），提出：“符合本办法第三条规定的项目，可再生能源发电企业、可再生能源发电上网工程项目单位、公共可再生能源独立电力系统项目单位，按属地原则向所在地省级财政、价格、能源主管部门提出补助申请。省级财政、价格、能源主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局。”根据上述规定，自 2012 年 6 月至 2018 年 6 月，财政部、国家发改委、国家能源局陆续公布了第一批至第七批可再生能源电价附加资金补助目录，将符合条件的项目列入该目录。

2020 年 1 月，财政部、国家发改委、国家能源局发布《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），提出要简化目录制管理，国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。同时，此前三部委已发文公布的 1-7 批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。该文件出台后，财政部等不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单。其中，由国家电网负责管理的补贴清单已公布在国网新能源云平台上，除国家电网负责的补贴项目外，其他主要由南方电网、内蒙古电力以及兵团财政局等进行管理和对外公布。

截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目，均已按照上述规定，纳入财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录或国家电网公布的可再生能源发电项目补贴清单，且目前均处于国网新能源云平台公布的补贴清单中。

(2) 补贴电价情况

根据国家发改委 2006 年 1 月发布的《可再生能源发电价格和费用分摊管理

试行办法》（发改价格[2006]7 号），可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

根据财政部、国家发改委、国家能源局 2011 年 11 月发布的《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》（财综[2011]115 号），可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金（以下简称可再生能源发展专项资金）和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等。

2020 年 1 月，财政部、国家发改委、国家能源局三部委发布《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号），规定电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量，按照上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）给予补助的，补助标准=（电网企业收购价格-燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

2020 年 9 月，财政部、国家发改委、国家能源局三部委发布《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》，对各类项目全生命周期合理利用小时数和补贴标准进行了明确，规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

根据上述规定，可再生能源发电项目的上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价（即当地燃煤发电上网基准价）的部分由国家可再生能源发展基金予以补贴，补贴标准=（可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目，均已取得主管部门关于上网电价的批复/通知或根据相关政策确定上网电价，且上网电价目前均公布在国网新能源云平台。根据《宁夏回族自治区物价局关于电价调整有关事项的通知》（宁价商发【2016】3 号），宁夏回族自治区的燃煤发电标杆上网电价为 0.2595 元/千瓦时。因此，根据可再生能源补贴电价计算公式及标的公司上网电价、宁夏回族

自治区的燃煤发电标杆上网电价，可以得出标的公司各项的补贴电价。

(3) 可再生能源发电补贴核查情况

2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，要求在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为。

根据国务院有关工作部署，国家发展改革委、财政部、国家能源局会同有关方面，自 2022 年 3 月起通过组建国家核查工作组和省级核查工作组的形式，对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。

2022 年 9 月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，同年 10 月，国家电网和南方电网公示了第一批经核查确认的 7,344 个合规项目。2023 年 1 月，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。截至目前，可再生能源发电补贴核查工作尚未完全结束，后续批次合规清单公布安排尚未明确。

截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目中，7 个项目已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，未纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的项目为太阳山风电场三四期。该项目具体情况请参见本题回复之“一/（二）列示未纳入补贴清单的项目情况，包括但不限于未纳入补贴的原因、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况”。

3、电投新能源按项目列示历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况、纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异的情况

报告期内，电投新能源各项目确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况、纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异的情况具体如下：

项目名称	装机容量 (MW)	确认的补贴收入金额（万元，不含税）			取得的补贴金额（万元，含税）			纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异的情况
		2024 年 1-7 月	2023 年度	2022 年度	2024 年 1-7 月	2023 年度	2022 年度	
太阳山风电场一期	49.5	768.90	2,295.12	2,109.14	373.84	1,723.08	1,870.54	不存在差异
太阳山风电场二期	49.5	1,082.67	2,219.13	1,903.34	355.43	1,563.35	1,764.81	不存在差异
太阳山风电场三四期	100	2,280.86	4,846.85	4,238.22	-	-	689.21	电量不存在差异，电价存在差异
太阳山风电场五、六期	100	2,692.43	5,540.31	5,097.22	902.69	4,030.46	3,258.38	不存在差异
灵武风电场	49.5	784.42	1,743.66	1,465.17	277.93	1,217.47	1,480.50	不存在差异
太阳山光伏电站一期	10	645.73	1,089.80	1,172.14	147.97	906.48	900.11	不存在差异
太阳山光伏电站二期	20	1,062.87	1,741.05	1,791.14	243.73	1,380.98	1,336.20	不存在差异
太阳山光伏电站三期	100	104.31	184.77	141.85	-	-	-	不存在差异
合计	478.50	9,422.18	19,660.70	17,918.23	2,301.59	10,821.82	11,299.75	/

报告期各期，电投新能源各项目合计取得的补贴金额均小于确认的补贴收入金额，主要原因为：补贴资金来源是可再生能源发展基金，可再生能源发展基金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，财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金。电网企业收到补助资金后，一般应当在 10 个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。受可再生能源补贴资金缺口及可再生能源补贴核查工作等因素影响，目前可再生能源补贴发放周期较长，电投新能源部分项目的可再生能源补贴回款存在滞后的情况，应收补贴电费确认金额大于回款金额。

太阳山风电场三四期根据上网电价批复文件计算的补贴电价大于确认收入

的补贴电价。根据宁夏回族自治区物价局《关于宁夏盐池风电场（陈记梁）京城甘能 49.5MW 风电项目等可再生能源发电项目上网电价的通知》（宁价商发[2015]72 号）和国网新能源云平台公布的信息，太阳山风电场三四期项目的上网电价（含税）为 0.58 元/千瓦时，相应的补贴电价（含税）为 0.3205 元/千瓦时。但由于该项目存在“以少代全”问题，未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单，因此标的公司按照该项目全容量并网的时间确认上网电价（含税）为 0.56 元/千瓦时，相应的补贴电价（含税）为 0.3005 元/千瓦时。该项目具体情况请参见本题回复之“一/（二）列示未纳入补贴清单的项目情况，包括但不限于未纳入补贴的原因、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况”。

（二）列示未纳入补贴清单的项目情况，包括但不限于未纳入补贴的原因、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况

1、未纳入补贴清单的项目

截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目，均已纳入财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录或国家电网公布的可再生能源发电项目补贴清单。

截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目中，7 个项目已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，未纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单的项目为太阳山风电场三四期。该项目的基本情况如下：

序号	项目	项目类型	装机容量 (MW)	是否纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单	是否纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单
1	太阳山风电场三四期	风力发电	100	是	否

2、未纳入补贴的原因

根据 2022 年 6 月核查人员出具的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》，电投新能源太阳山风电场三四期项目存在的问题类型为“以少代全”，问题描述为：“经核查，该项目首台机组于 2015 年 10 月 15 日并网，2016 年 4 月 18 日全容量并网，存在 2015 年 12 月 31 日上网电价退坡时间节点之前未全容量并网问

题”。除上述问题确认单外，标的公司未收到其他关于太阳山风电场三四期项目的问题确认及整改通知。

电投新能源已针对上述核查问题提交申诉材料并在申诉材料请求对该项目2015年12月31日实际并网容量50MW按照上网电价0.58元/千瓦时先行拨付补贴资金，其余50MW并网容量补贴资金待审核后进行拨付。

截至本问询回复出具日，该项目尚无审查结果，未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单，标的公司亦未收到废除或调整电价通知、退款通知或整改通知。由于核查结果尚未明确，该项目自2022年8月已暂停补贴资金的拨付。

截至本问询回复出具日，可再生能源补贴核查工作尚未完全结束，电投新能源该项目能否纳入后续批次的合规项目清单将根据未来核查情况和相关政策确定。

3、历年确认补贴收入的情况、实际取得补贴的情况

报告期内，电投新能源太阳山风电场三四期项目确认的补贴收入及实际取得补贴款的情况如下：

项目名称	装机容量 (MW)	确认的补贴收入金额 (万元，不含税)			取得的补贴金额 (万元，含税)		
		2024年 1-7月	2023 年度	2022 年度	2024年 1-7月	2023年 度	2022年 度
太阳山风电场三四期	100	2,280.86	4,846.85	4,238.22	-	-	689.21

由于可再生能源补贴核查结果尚未明确，因此，该项目自2022年8月已暂停补贴资金的拨付。截至报告期末，该项目形成的应收补贴款余额为2.58亿元。

4、电投新能源已按照该项目全容量并网的时间重新确认上网电价和补贴电价，并调减补贴收入金额和应收补贴款金额

针对未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的太阳山风电场三四期项目，标的公司已按照该项目全容量并网的时间确认上网电价和补贴电价，调减该项目的补贴收入和应收账款。具体如下：

(1) 调减前的上网电价

根据宁夏回族自治区物价局 2015 年 11 月出具的《关于宁夏盐池风电场（陈记梁）京城甘能 49.5MW 风电项目等可再生能源发电项目上网电价的通知》（宁价商发〔2015〕72 号），太阳山风电场三四期项目的上网电价（含税）为 0.58 元/千瓦时，该上网电价系《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906 号）中Ⅲ类资源区风电标杆上网电价。

标的公司调减前根据上述批复电价确认太阳山风电场三四期项目的基础电价收入及补贴电价收入，其中，宁夏地区燃煤发电上网基准价为 0.2595 元/千瓦时，因此补贴电价（含税）为上网电价（含税）0.58 元/千瓦时减宁夏地区燃煤发电上网基准价 0.2595 元/千瓦时，即 0.3205 元/千瓦时。

（2）调减后的上网电价及调减依据

国家发改委 2014 年 12 月发布的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008 号）规定：

“为合理引导风电投资，促进风电产业健康有序发展，提高国家可再生能源电价附加资金补贴效率，依据《中华人民共和国可再生能源法》，决定适当调整新投陆上风电上网标杆电价。现就有关事项通知如下：

一、对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策。将第Ⅰ类、Ⅱ类和Ⅲ类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低 2 分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元和 0.56 元；第Ⅳ类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时 0.61 元不变。

.....

五、上述规定适用于 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目。”

太阳山风电场三四期项目于 2014 年 5 月取得宁夏回族自治区发展改革委核准批复（宁发改审发〔2014〕159 号），2016 年 4 月实现全容量并网，且宁夏地区属于风电Ⅲ类资源区。因此，根据上述规定，太阳山风电场三四期项目的上网电价（含税）应为 0.56 元/千瓦时，其中，宁夏地区燃煤发电上网基准价为 0.2595 元/千瓦时，因此补贴电价（含税）为上网电价（含税）0.56 元/千瓦时减宁夏地区

燃煤发电上网基准价 0.2595 元/千瓦时，即 0.3005 元/千瓦时。

此外，国家发改委 2015 年 12 月发布的《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044 号）规定：“2016 年、2018 年等年份 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目分别执行 2016 年、2018 年的上网标杆电价。2 年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价。2016 年前核准的陆上风电项目但于 2017 年底前仍未开工建设的，执行 2016 年上网标杆电价。”太阳山风电场三四期项目于 2014 年取得发改委核准，因此不适用该规定。

综上所述，太阳山风电场三四期项目按全容量并网时间适用的补贴电价（含税）应为 0.3005 元/千瓦时，较原补贴电价（含税）下降 0.02 元/千瓦时。

（3）调减上网电价对电投新能源报告期收入和应收账款的影响

电投新能源按照调减补贴电价 0.02 元/千瓦时（含税），冲减了报告期前多计提的收入和应收账款，并将无法退回的补贴收入多交的销项税计入了管理费用。报告期内，太阳山风电场三四期项目调减上网电价对补贴收入的影响金额如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-7 月	2023 年度	2022 年度	报告期合计
调减上网电价对补贴收入的影响金额	151.80	322.59	282.08	756.47
当期营业收入	26,783.33	41,389.15	35,399.16	103,571.64
占比	0.57%	0.78%	0.80%	0.73%

调减上网电价对应收账款的影响系在收入基础上加上对应的增值税金额。

5、太阳山风电场三四期项目的整改要求及对补贴电量、电价、时间段的影响，电投新能源调减补贴后的合规程序履行进展

太阳山风电场三四期项目于 2022 年 6 月收到核查人员出具的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》，电投新能源已针对上述核查问题提交申诉材料。截至本问询回复出具日，该项目尚无审查结果，未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单，标的公司亦未收到废除或调整电价通知、或退款通知或整改通知。

标的公司已按照该项目全容量并网的时间重新确认该项目的补贴电价（未调整补贴电量），并根据谨慎性原则调减了该项目自并网以来多计提的电费收入

和应收账款。

(三) 纳入及未纳入补贴清单的项目收入确认会计政策，相互间以及与同行业公司相比是否存在差异，如是，请说明原因及合理性；电投新能源电价补贴收入金额及确认时点的具体依据，是否存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额存在差异的情形，如是，请说明差异的金额及占收入的比重情况；确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，是否超出正常区间，确认时点是否准确、依据是否充分；是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况，如是，请说明相关收入金额及占比情况

1、纳入及未纳入补贴清单的项目收入确认会计政策，相互间以及与同行业公司相比是否存在差异，如是，请说明原因及合理性

(1) 电投新能源纳入及未纳入补贴清单的项目的收入确认会计政策一致，相互间不存在差异

电投新能源电力产品销售的收入确认政策具体如下：电投新能源电力产品销售收入主要为新能源发电收入，电投新能源与客户签订购售电合同，在电力输送至购售电合同规定的电力公司，即客户取得电力的控制权时确认销售收入的实现。电投新能源每月末根据经电力公司认可的交易结算单确认的上网电量以及交易价格确认当期售电收入（包含国家补贴部分）。

电投新能源纳入及未纳入可再生能源发电补贴合规清单的项目均按照上述会计政策确认收入，相互间不存在差异。

(2) 电投新能源电力产品销售的收入确认会计政策与同行业公司一致

电投新能源电力产品销售的收入确认政策与同行业可比公司比较情况如下：

证券简称	证券代码	收入确认的具体方法
嘉泽新能	601619.SH	新能源发电收入：本公司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
立新能源	001258.SZ	本公司与客户之间的销售商品合同通常仅包含销售电力的履约义务。风力/光伏发电收入由电力供应至各电场所在地省的电网公司确认，双方执行抄表、核对、结算单填制，经双方确认的结算电量作为当月销售电量，以经发改委核定的上网电价作为销售单价。根据《企

证券简称	证券代码	收入确认的具体方法
		业会计准则—收入准则》（财会【2017】22号），公司与客户之间的销售商品合同通常仅包含销售电力的履约义务。在电力供应至各风/光电所在地电网公司时，客户已取得相关商品或服务的控制权，公司已取得商品的现时收款权利、商品所有权上的主要风险和报酬已转移、商品的法定所有权已转移、商品实物资产已转移、客户接受该商品。同时根据规定取得国家可再生能源电价附加补助资金的，按应补助金额确认收入
浙江新能	600032.SH	本公司电力销售在客户取得上网电量的控制权时确认收入，具体如下： A、向电力公司的电力销售：根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价确认电费收入； B、向用户的电力销售：根据公司、用户签订的协议，根据各方确认的月度实际用电量按合同电价确认收入
金开新能	600821.SH	集中式电站项目及全额上网分布式电站的收入确认系根据购售电合同约定将电力输送至国家电网指定线路，每月月底按照电力公司提供的电费结算单中确认的抄表电量，以及经发改委等价格主管部门确定并经合同明确的电价确认收入，包含电价补贴收入
三峡能源	600905.SH	本集团主营电力销售业务，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。本集团根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家可再生能源电价附加）确认电费收入
电投新能源	-	电投新能源电力产品销售收入主要为新能源发电收入，电投新能源与客户签订购售电合同，在电力输送至购售电合同规定的电力公司，即客户取得电力的控制权时确认销售收入的实现。电投新能源每月末根据经电力公司认可的交易结算单确认的上网电量以及交易价格确认当期售电收入（包含国家补贴部分）。

注：同行业可比公司收入确认政策来源于其年度报告等公告。

由上表所示，标的公司收入确认的具体政策与同行业公司一致。

（3）电投新能源对未纳入补贴清单的项目的收入确认会计政策与同行业可比公司较为谨慎

同行业可比公司对存在类似问题、未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的会计处理具体情况如下：

公司简称及股票代码	项目类型及状态	补贴收入确认
华电新能	上证主板 IPO，已过会	1、存在“项目并网”情况，且已纳入可再生能源补贴清单/目录的项目，由于相关项目在 2020 年 11 月首次提出“全容量并网”概念和具体认定办法前实现并网发电，公司基于经电网公司确认的实际上网电量及经国家发改委等价格主管部门统一制定或核准批复并于合同约定的上网电价（含可再生能源补贴）确认电费收入依据充分。因此，公司于收到各地发改委下发的“调整或废止可再生能源项目上网电价批复文件通知”后相应调减补贴收

公司简称及 股票代码	项目类型及状态	补贴收入确认
		入。 2、对于存在“项目并网”情况，且暂未纳入可再生能源补贴清单/目录的项目。4个项目按照可再生能源补贴退坡关键时间节点后的上网电价进行结算，按有关规定上述项目在关键时点后应享受的上网电价仍包括一定补贴，因此公司冲减部分可再生能源补贴收入。15个项目按照可再生能源补贴退坡关键时间节点后的上网电价进行结算，按有关规定上述项目在关键时点后可能不再享受可再生能源补贴，因此公司不再确认可再生能源补贴收入，冲减全部可再生能源补贴收入。
新特能源	上证主板IPO，已过会（后终止审核）	内蒙古包头市采煤沉陷区光伏示范基地 100MW 项目、固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目、哈密风电基地二期景峡第六电场 B 区 200MW 工程项目等未在规定时间内全容量并网的项目，按照其全容量并网时间对应的补贴电价确认补贴收入。 公司在固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目已收到电费补贴款 1,201.18 万元，2023 年 1 月 7 日，被要求退回 821.11 万元，未被要求全部退还已收到的全部补贴款。经公司测算并与电网公司初步沟通，上述退款金额相当于 2016 年并网 70.1MW 对应的截至 2020 年 3 月发电量按补贴电价降低 0.02 元/kWh 计算的金额（注：该项目于 2014 年取得核准，装机容量 100MW，其中：2015 年并网投运 29.9MW、2016 年并网投运 70.1MW。根据国家风电价格政策，该项目所在资源区风电项目在 2015 年并网投运的，上网电价为 0.51 元/kWh，2016 年 1 月 1 日后并网投运的，上网电价为 0.49 元/kWh，较 2015 年电价补贴退坡 0.02 元/kWh。在本次可再生能源补贴核查过程中，该项目因被认定为未在 2015 年完成全容量并网，而是在 2016 年完成全容量并网，故应执行 2016 年上网电价（0.49 元/kWh）
太阳能 (000591)	深证主板向不特定对象发行证券，已过会	仅在回复中测算影响，未对已确认的补贴收入进行调整。 发行人有 8 个项目，为“全容量并网”概念和具体认定办法公布之前实现并网发电并按照“并网”或“投运”的时间享受电价补贴。参考同业华电新能，该等项目已经过电网企业或国家能源主管部门的多轮审核，公司现有可再生能源补贴收入确认依据充分。

由上表可知，针对电投新能源类似情形、且已纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单的项目，同行业公司如华电新能、太阳能未做调整，仍按照原补贴电价确认收入，新特能源按照全容量并网时间对应的补贴电价确认补贴收入。因此，电投新能源对未纳入可再生能源发电补贴合规清单项目的会计处理与新特能源一致，比华电新能、太阳能的会计处理更为谨慎。

(4) 是否有同行业公司采取相同调减措施并取得相应补贴金额

根据同行业可比公司关于未纳入可再生能源发电补贴合规项目的披露情况,华电新能、太阳能未披露调减补贴电价收入后补贴资金的拨付及收取情况;新特能源的固阳兴顺西风场一期 100MW 风电工程项目已于 2023 年收到内蒙古自治区财政厅、内蒙古自治区发展和改革委员会、内蒙古自治区能源局印发的《关于催缴未严格执行国家电价政策项目补助资金的通知》,要求公司将违规领取的部分可再生能源电价附加补助资金 821.11 万元缴回(实际收到 1,201.18 万元,只被要求退回部分补贴),但未披露除退回补贴款后其余补贴资金的拨付及收取情况。

根据《财政部关于下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》(财建〔2023〕118 号)、《财政部关于下达 2024 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》(财建〔2024〕138 号)等文件,相应年度拨付资金时仅考虑其中合规项目清单内的项目或经补贴核查未发现问题的分布式项目。

2、电投新能源电价补贴收入金额及确认时点的具体依据,是否存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额存在差异的情形,如是,请说明差异的金额及占收入的比重情况

电投新能源每月末根据经电力公司认可的交易结算单确认的上网电量以及交易价格确认当期售电收入(包含国家补贴部分)。其中,补贴收入确认的具体操作为:根据每月按交易双方认可的结算单确认补贴电量,根据财政部、发改委、物价局等政府部门公布的关于可再生能源电价附加资金补助的通知文件、电价批复、燃煤发电上网基准价确认补贴电价,计算最终的补贴收入,即补贴金额(含税)=上网结算电量*(上网电价-当地燃煤发电上网基准价)。具体依据如下:

(1) 上网电量的具体依据:电网公司确认的月度结算单。

(2) 可再生能源补贴电价依据:电投新能源可再生能源补贴电价=(可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。具体请参见本题回复之“一/(一)/2/(2) 补贴电价情况”。

截至本问询回复出具之日,电投新能源不存在之前确认补贴收入的金额与纳

入补贴清单时确定的补贴金额存在差异的情形。

3、确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，是否超出正常区间，确认时点是否准确、依据是否充分

(1) 确认收入时点与进入补贴清单的正常时间间隔，是否超出正常区间

电站项目并网发电后，电投新能源会根据资料准备情况开展项目进入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单的申报工作，受审核进度影响，不同项目审核时间存在差异。根据同行业公司新特能源的披露信息，截至 2023 年 12 月 22 日，其已进入补贴清单项目自并网到进入补贴清单的时间范围为 8 个月至 63 个月，自申报至纳入补贴清单的时间范围为 3-22 个月。

截至本问询回复出具之日，电投新能源已进入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单项目自并网到进入上述目录/清单的时间范围为 6 个月至 44 个月，具体情况如下：

序号	项目名称	全部机组并网时间	申报进入目录/清单时间	纳入目录/清单时间	并网至纳入目录/清单月份	申报至纳入目录/清单月份
1	太阳山风电场一期	2012 年 3 月 5 日	申报时间较早，未留痕申报时间	2012 年 12 月 20 日	10 个月	/
2	太阳山风电场二期	2015 年 12 月 4 日		2016 年 8 月 24 日	9 个月	
3	太阳山风电场三四期	2016 年 4 月 18 日、2017 年 1 月 16 日		2018 年 6 月 11 日	17 个月、26 个月	
4	太阳山风电场五、六期	2019 年 12 月 22 日		2020 年 6 月 30 日	6 个月	
5	灵武风电场一期	2013 年 8 月 1 日		2016 年 8 月 24 日	37 个月	
6	太阳山光伏电站一期	2011 年 1 月 31 日		2012 年 12 月 20 日	23 个月	
7	太阳山光伏电站二期	2013 年 12 月 20 日		2016 年 8 月 24 日	32 个月	

8	太阳山光伏电站三期	2020 年 12 月 9 日	2021 年 3 月 24 日	2024 年 7 月 2 4 日	44 个月	40 个月

注：上表全部机组并网时间，系国网新能源云平台公布的或国家可再生能源发电项目信息管理平台填报的时间。国网新能源云平台公布的太阳山风电场三四期全部机组并网时间与可再生能源核查人员认定的时间存在一定差异，**2017 年 1 月 16 日系电投新能源填写的宁夏电力工程质量监督中心站出具对太阳山风电三四期工程总体质量评价意见的日期，太阳山风电三四期全容量并网时间为 2016 年 4 月 18 日**，该差异不影响标的公司根据《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008 号）确定的补贴电价。纳入目录/清单时间系财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录时间或国网新能源云平台公布的纳入目录时间。

截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目，均已纳入财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录或国家电网公布的可再生能源发电项目补贴清单，未超出正常时间区间。

（2）确认时点是否准确、依据是否充分

1）风力发电、光伏发电项目确认电价补贴收入和时点的相关规定

根据财政部 2012 年 12 月发布的《可再生能源电价附加有关会计处理规定》（财会[2012]24 号），可再生能源发电企业销售可再生能源电量时，按实际收到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的电价收入，贷记“主营业务收入”科目，按专用发票上注明的增值税额，贷记“应交税费--应交增值税（销项税额）”科目。

根据财政部、国家发改委、国家能源局 2020 年 9 月发布的《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》，按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

根据上述规定，标的公司纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量均可以享受补贴电价。标的公司应于销售可再生能源电量时，即项目发电投产并网发电之日起确认可再生能源补贴收入。

2）确认时点是否准确、依据是否充分

根据《企业会计准则第 14 号—收入（2017 年修订）》（财会[2017]22 号）（以下简称“新收入准则”）相关规定，公司与客户之间的合同同时满足下列条件时，公司应当在客户取得相关商品控制权时确认收入：合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务；该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款；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；企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。

电投新能源可再生能源发电项目补贴款项在电量上网时即符合收入确认条件，具体如下：

收入准则相关规定	电投新能源的具体情况	是否符合
（一）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；	电投新能源并网发电的项目，均与客户签订购售电合同，合同中明确了双方的义务和权利，并约定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。	是
（二）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务；	报告期内，电投新能源与其客户签订的购售电合同中，明确了双方的权利和义务。其中购电人的主要义务为按照购售电合同的约定购买售电人电厂机组的电能；售电人的主要义务为按照购售电合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。购电人的权利为按照国家标准、电力行业标准运行输变电设施，实施电力调度等；售电人的权利为运行电厂发电机组，将符合国家标准和电力行业标准的电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。	是
（三）该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款；	电投新能源发电项目的购售电合同中均明确了电费结算与支付条款，并明确了电费的结算方式，主要条款如下： （1）电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。 （2）购电人依据电力交易机构结算依据出具电费结算单。电费结算单应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务补偿考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。 （3）售电人在双方确认电费结算单后 2 个工作日内及时、足额向购电人开具增值税专用发票，并以特快专递或专人等方式送达购电方（以收到时间为准）。购售双方经协商一致同意，在电费确认日后 10 个工作日内，由购电	是

收入准则相关规定	电投新能源的具体情况	是否符合
	人将当期电费全额支付给售电人。 (4) 可再生能源发电企业中央财政补贴及地方财政补贴资金的支付按照相关法规政策的规定执行。	
(四)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;	电投新能源履行已签署的购售电合同属于商业行为,能够为企业带来现金流量的增加,具有商业实质。	是
(五)企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	补贴电费资金来源是可再生能源发展基金,可再生能源发展基金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,因此补贴电费资金来源系国家财政资金,预计到期不能收回的可能性极小。因此,电投新能源因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	是

因此,电投新能源可再生能源发电项目收入确认(包括补贴收入)符合企业会计准则关于确认收入的条件。

综上,公司可再生能源发电项目收入确认政策符合企业会计准则的规定,补贴收入确认时点准确,依据充分。

4、是否存在已确认补贴收入的项目但未纳入补贴清单的情况,如是,请说明相关收入金额及占比情况

(1) 标的公司不存在已确认补贴收入但未纳入财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录或国家电网公布的可再生能源发电项目补贴清单的情况

截至本问询回复出具日,电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目,均已纳入财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录或国家电网公布的可再生能源发电项目补贴清单,不存在已确认补贴收入但未纳入上述目录/清单的情况。

(2) 标的公司已确认补贴收入但未进入可再生能源发电补贴合规项目清单的项目情况

截至本问询回复出具日,电投新能源存在已确认补贴收入但未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的项目,即太阳山风电场三四期项目。该项目报告期确

认的补贴收入金额及占比具体如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-7 月	2023 年度	2022 年度	报告期合计
确认的补贴收入金额	2,280.86	4,846.85	4,238.22	11,365.94
当期营业收入	26,783.33	41,389.15	35,399.16	103,571.64
占比	8.52%	11.71%	11.97%	10.97%

（四）请上市公司按照《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金等方面对本次交易标的的所有已运营风电和光伏项目逐项自查，并根据自查情况说明是否针对违规部分核减补贴资金，是否存在处罚风险及对本次重组交易的影响

1、根据自查情况说明是否针对违规部分核减补贴资金，是否存在处罚风险及对本次重组交易的影响

电投新能源及其控股子公司涉及可再生能源补贴的项目包括太阳山光伏电站一期、太阳山光伏电站二期、太阳山光伏电站三期、太阳山风电场一期、太阳山风电场二期、太阳山风电场三四期、太阳山风电场五六期、灵武风电场，共计 8 个新能源项目。除太阳山风电场三四期外，其余项目均已纳入国家电网公示的《第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单》。

针对未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的太阳山风电场三四期项目，标的公司已按照该项目全容量并网的时间确认上网电价和补贴电价，调减该项目的补贴收入和应收账款，具体请参见本题回复之“一/（二）/4、电投新能源已按照该项目全容量并网的时间重新确认上网电价和补贴电价，并调减补贴收入金额和应收补贴款金额”。

根据《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》规定：

“……四、有关要求。

……3、积极主动纠正问题。鼓励和引导企业通过自查主动发现并纠正问题，对于 4 月 15 日前企业自查发现并及时整改的问题，核查时将针对违规部分核减相应补贴资金，免于或从轻追究相关责任。对于部分企业拒不开展自查，或存在信息填报不完整、准确度差、填报信息造假等情形，一经发现确认，将采取暂停

补贴资金发放、核减相关补贴资金、上报企业信用不良记录、移出补贴清单等措施进行处理，并将相关情况通报组织、监察部门。”

针对太阳山风电场三四期的合规自查，电投新能已于 2022 年 4 月 11 日通过国家可再生能源发电项目管理平台按照该通知的要求从项目合规性、项目规模、电量、电价、补贴资金、环境保护等六个方面开展了自查并提交自查报告相关信息。针对 2022 年 6 月核查人员向标的公司出具的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》，标的公司已提交申诉材料。太阳山风电场三四期项目自 2022 年 8 月已被暂停补贴资金的发放，截至本问询回复出具日，电投新能源未收到被主管部门采取核减补贴资金、上报企业信用不良记录、移出补贴清单等措施的通知。

由于电投新能源向合规核查主管部门提交自查报告及申诉材料后至今尚无明确结论，《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已对太阳山风电场三四期项目可再生能源补贴事项的相关补偿作出如下安排：

（1）以《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》生效为前提，如因电投新能源太阳山风电场三四期项目未通过国家能源局《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知（2022）》规定的可再生能源补贴合规核查及未纳入合规清单，导致该项目实际补贴电价低于本次评估预测补贴电价的，宁夏电投应就该等电价差额对电投新能源截至评估基准日的估值影响金额对上市公司予以补偿。

（2）以本协议生效为前提，如因电投新能源太阳山风电场三四期项目通过国家能源局《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知（2022）》规定的可再生能源补贴合规核查且纳入合规清单，导致该项目实际补贴电价高于本次评估预测补贴电价的，上市公司应就该等电价差额对电投新能源截至评估基准日的估值影响金额对宁夏电投予以补偿。

（3）如触发上述补偿义务的，自置入资产交割日、电投新能源知悉太阳山风电场三四期项目未通过可再生能源补贴合规核查且明确未纳入合规清单导致该项目无法取得可再生能源补贴及/或需退还相关补贴等情形之日、该项目通过可再生能源补贴合规核查且明确纳入合规清单之日（前述三项日期以孰晚为准）起 60 个工作日内，由上市公司聘请的中介机构对太阳山风电场三四期项目的补

偿金额进行测算并出具专项审核或评估报告，且该专项审核或评估报告采取的评估方法、除补贴电价之外的其他参数取值应与《置入资产评估报告》保持一致。

交易双方进一步确认，自专项审核或评估报告出具之日起6个月内，补偿义务方应按照上述补偿原则向相对方以现金方式一次性予以支付。

基于上述，电投新能源已按照《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》的规定对太阳山风电场三四期开展了自查并提交自查报告，截至本问询回复出具日，电投新能源未收到被主管部门采取核减补贴资金、上报企业信用不良记录、移出补贴清单等措施的通知。此外，《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已就太阳山风电场三四期项目合规核查的最终核查结果确定的实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差额的补偿机制予以明确约定；因此，太阳山风电场三四期合规核查目前暂无结论不会对本次重组构成重大不利影响。

2、补充协议约定涉及该项目补贴的补偿以现金方式支付的原因及合理性，对上市公司和中小投资者的保护措施

太阳山风电场三四期项目最终的实际补贴电价与本次评估预测补贴电价的补贴电价差异会对本次置入资产评估值产生一定影响，影响金额主要取决于可再生能源补贴核查结果，影响方向存在不确定性，本次评估已根据相关政策采用谨慎的方式预测了太阳山风电场三四期项目的补贴电价。如最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价存在差异，上市公司将聘请中介机构重新测算补贴电价调整对标的公司评估基准日的估值影响金额，估值影响金额将覆盖该项目自并网以来的全生命周期。

太阳山风电场三四期项目最终补贴电价与本次评估预测电价差异与发电利用小时数、基础电价等经营性核心参数不同，主要取决于可再生能源补贴核查相关主管部门的一次性认定结果，具有偶发性和非经常性特征，且主要由太阳山风电场三四期项目并网时的补贴电价认定历史原因导致，非业绩承诺期内电投新能源通过各项措施可以改变或影响的因素，因此交易双方将其作为置入资产交易对价的估值调整项，约定就该部分补贴电价受国补核查的估值影响金额单独以现金方式向对方补偿。

除补贴电价以外，如太阳山风电场三四期项目发生因其他原因（如发电利用小时数低于评估预测、基础电价低于评估预测等）导致无法完成净利润的情形，宁夏电投将根据电投新能源最终合并口径的业绩完成情况，优先以通过本次重组获得的上市公司的股份向上市公司补偿。

综上，《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》约定上市公司与宁夏电投以现金方式补偿对方关于最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差异具备合理性，有利于保护上市公司利益和中小投资者合法权益。

（五）宁夏回族自治区政府关于保障性收购、市场化电力交易相关政策文件，报告期各期电投新能源各电站保障性收购电量、电价及补贴情况，市场化交易电量、电价及其变化趋势，评估时是否充分考虑

1、宁夏回族自治区政府关于保障性收购相关政策

根据自治区发改委发布的《关于核定 2022 年宁夏电网优先发电优先用电计划的通知》《关于核定 2023 年宁夏优先发电优先用电计划的通知》《关于核定 2024 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》《关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，2022-2025 年，宁夏风电及光伏合计的优先发电计划分别为 75 亿千瓦时、58.75 亿千瓦时、55.35 亿千瓦时及 60.72 亿千瓦时，优先发电计划以外电量全部进入市场。根据国电网宁夏统计数据，2022 年-2024 年 1-11 月，宁夏风电及光伏合计的发电量分别为 489.46 亿千瓦时、563.00 亿千瓦时、559.65 亿千瓦时，2022 年-2023 年，宁夏风电及光伏的优先发电计划占比大约为 15%、10%。

根据自治区发改委于 2024 年 12 月发布的《关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，2025 年全区风电优先发电计划 34 亿千瓦时，光伏优先发电计划 26.72 亿千瓦时，根据发改委通知文件附件中风电、光伏项目装机容量测算，2025 年风电、光伏优先发电小时数分别为 237.37 小时及 156.08 小时，参考 2025 年标的公司风电、光伏发电利用小时预测平均值分别为 1,733.25 小时、1,597.76 小时，2025 年优先发电小时约占风电、光伏项目全年发电利用小时数的 10%-15%。

根据上述自治区发改委文件，标的公司各新能源电站 2022 年-2025 年的优先发电（保障性收购电量）计划如下表，2025 年被纳入优先发电计划电量较 2024

年有所提升，与宁夏地区整体优先发电计划总量的变化趋势一致。

序号	电厂名称	容量 (MW)	优先计划电量 (MWh)			
			2025 年	2024 年	2023 年	2022 年
1	太阳山光伏电站一、二期	30.00	4,675.00	4,789.00	5,309.00	6,870.00
2	太阳山光伏电站三期	100.00	15,585.00	15,964.00	17,770.00	23,500.00
3	太阳山风电场一期	49.50	11,573.00	11,059.00	11,994.00	15,440.00
4	太阳山风电场二期、三四期	149.50	34,954.00	33,400.00	36,370.00	46,780.00
5	太阳山风电场五六期	100.00	23,380.00	22,341.00	24,389.00	31,391.00
6	灵武风电场	49.50	11,573.00	11,059.00	11,938.00	15,440.00
7	中卫复合光伏项目	100.00	15,585.00	9,094.00	-	-
8	宁东复合光伏项目	200.00	-	-	-	-
合计		778.50	117,325.00	107,706.00	107,770.00	139,421.00
同比变动比例			8.93%	-0.06%	-22.70%	-

注：中卫复合光伏项目于 2024 年 6 月开始执行保障电量，2024 年 6-12 月基数为 9,094 兆瓦时；宁东复合光伏项目 200MW 为银东直流、灵绍直流等配套光伏 1GW 项目，直供省外，未配省内优先保障电量。

2、标的公司少部分发电量向省外供应的原因

标的公司现有新能源电站项目中，宁东复合光伏项目主要发电量配套外送省外其他地区，主要原因如下：

（1）宁夏是全国重要的电力外送省区之一，是我国“西电东送”的重要送端，2011 年至今，宁夏累计外送电量突破 7,800 亿千瓦时，外送电范围包括山东、浙江、上海、重庆、湖南等 18 个省份，外送电规模居西北地区第二、国网第五。2024 年度，宁夏外送电量达到 906 亿千瓦时，其中新能源外送电量超过 210 亿千瓦时，同比增长 53.28%，国网宁夏电力发挥月度市场作用全力增送，累计组织月度增量外送交易 252 批次，积极拓展新能源外送消纳，全力提高政府间协议新能源外送比例，首次落实“沙戈荒”大基地项目外送电量 49 亿千瓦时，通过“日间+晚峰”打捆模式，加大新能源外送电力至 600 万千瓦，约占新能源发电能力的三分之一，为新能源保持高利用率提供有力支撑。

（2）2021 年 11 月，国家发改委、国家能源局发布《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》，其中在宁夏安排了 2 个直流外送通道配套大型光伏基地项目，分别为宁夏银东直流外送 100 万千瓦光伏项目和宁夏灵绍直流外送 200 万千瓦光伏项目，标的公司宁东复合光伏项目系上述宁夏银东直流外送 100 万千瓦光伏项目的组成部分，故存在一定规模的外送省外电量。

标的公司向省外供应电量时，按照电力交易平台公布的价格进行申报，该价格总体上与宁夏地区燃煤标杆电价基本持平，通常不低于区内竞价交易电价。

宁东复合光伏项目系直流外送通道配套的光伏基地项目，因此其大部分电量向省外供应。除宁东复合光伏项目外，标的公司其他电站项目主要根据外送电量的申报公告，通过电力交易平台参与省间外送的市场化交易，最终可获得的外送电量由电力交易平台根据申报情况确定。

3、报告期各期电投新能源各电站保障性收购及市场化交易的电量、电价情况

(1) 报告期各期电投新能源各电站保障性收购及市场化交易的电量、电价情况

报告期内，电投新能源各电站优先发购电电量及市场化交易电量的占比情况如下：

单位：兆瓦时

电站名称	电量情况	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
太阳山光伏电站一期	上网电量	8,194.04	13,828.96	14,873.85
	保障性收购电量占比	11.37%	12.80%	15.40%
	市场交易电量占比	88.63%	87.20%	84.60%
太阳山光伏电站二期	上网电量	16,219.30	26,568.32	27,332.82
	保障性收购电量占比	11.48%	13.32%	16.76%
	市场交易电量占比	88.52%	86.68%	83.24%
太阳山光伏电站三期	上网电量	98,190.40	172,004.80	161,713.29
	保障性收购电量占比	9.49%	10.33%	14.53%
	市场交易电量占比	90.51%	89.67%	85.47%
太阳山风电	上网电量	27,109.28	80,920.05	74,362.80

电站名称	电量情况	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
电场一期	保障性收购电量占比	23.79%	14.82%	20.76%
	市场交易电量占比	76.21%	85.18%	79.24%
太阳山风电场二期	上网电量	38,171.98	78,240.93	67,106.97
	保障性收购电量占比	16.90%	15.39%	23.08%
	市场交易电量占比	83.10%	84.61%	76.92%
太阳山风电场三四期	上网电量	85,769.42	182,261.07	159,374.16
	保障性收购电量占比	15.20%	13.35%	19.63%
	市场交易电量占比	84.80%	86.65%	80.37%
太阳山风电场五六期	上网电量	108,465.28	223,192.64	205,342.72
	保障性收购电量占比	12.01%	10.93%	15.29%
	市场交易电量占比	87.99%	89.07%	84.71%
灵武风电场	上网电量	27,656.57	61,474.57	51,658.05
	保障性收购电量占比	23.32%	19.42%	29.89%
	市场交易电量占比	76.68%	80.58%	70.11%
中卫复合光伏项目	上网电量	76,037.50	55.00	-
	保障性收购电量占比	3.11%	-	-
	市场交易电量占比	96.89%	100.00%	-
宁东复合光伏项目	上网电量	177,659.94	164,622.97	-
	保障性收购电量占比	-	9.09%	-
	市场交易电量占比	100.00%	90.91%	-
合计	上网电量	663,473.71	1,003,169.36	761,764.64
	保障性收购电量占比	9.03%	12.24%	18.30%
	市场交易电量占比	90.97%	87.76%	81.70%

注：宁东第三十五光伏电站 200MW 项目为自治区统一规划的银东直流配套光伏项目，计划于 2023 年 12 月 31 日并网，实际 2023 年 7 月并网，2023 年 7-12 月参与了省内电力直接交易，获得优先购电电量，2023 年虽未取得发改委批复，但享受部分优先发购电电量，2024 年宁东主要发电量配套外送其他地区，不再享受优先发购电基数。

报告期内，由于中卫七十五光伏电站、宁东第三十五光伏电站等新建的大容量光伏项目市场化交易电量占比高或为全市场化交易，且在 2023 年-2024 年陆续并网运营，因此报告期内电投新能源整体新能源发电市场交易占比呈上升趋势，最近一期其市场交易占比达到 90.97%。2024 年 1-11 月，宁夏光伏及风电发电量约为 559.65 亿千瓦时，光伏及风电优先计划发电量为 55.35 亿千瓦时，预计市场交易占比超过 90%，电投新能源市场化交易占比与宁夏地区新能源市场整体水

平一致。

宁夏地区保障性收购电价均执行燃煤综合标杆电价，即含税单价 259.5 元/兆瓦时。报告期内，电投新能源保障性收购电价及市场化交易均价（含税）情况如下：

单位：元/兆瓦时

项目名称	电价情况	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
太阳山光伏电站一期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	256.28	261.42	313.45
太阳山光伏电站二期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	246.27	260.99	298.81
太阳山光伏电站三期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	251.58	261.06	319.46
太阳山风电场一期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	311.06	263.59	300.36
太阳山风电场二期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	315.79	268.09	302.33
太阳山风电场三四期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	309.86	260.78	298.10
太阳山风电场五、六期	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	311.71	267.63	293.31
灵武风电场	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	305.78	258.83	313.16
中卫复合光伏项目	保障性收购电价	259.50	259.50	-
	市场化交易均价	202.67	237.46	-
宁东复合光伏项目	保障性收购电价	-	259.50	-
	市场化交易均价	238.08	264.77	-
合计	保障性收购电价	259.50	259.50	259.50
	市场化交易均价	265.41	263.73	303.28

注：市场交易均价为基于市场化交易收入合计数除以市场化交易电量合计数测算的平均值。

报告期内，电投新能源保障性收购电价保持不变，市场化交易均价整体呈下降趋势，主要受光伏电站分时电价政策调整的影响，根据光伏发电典型曲线特点，光伏的发电主要集中在谷时段（9:00-17:00），2024 年开始，宁夏地区新能源价格

浮动比例由此前的 20%提升至 30%，峰谷价差拉大，光伏发电市场化交易电价下降，风电发电由于发电时间无时段限制，受峰谷平价差影响相对更小，整体价格波动性相对较低。报告期内，标的公司新能源市场化交易电量的占比不断提高，至评估基准日已达到约 90%，市场化程度较高；市场化交易电价方面，标的公司市场交易电价呈现下降趋势，本次评估预测期的市场化交易电量占比和电价主要参考标的公司各电站最近一期情况进行预测，已充分考虑上述变化趋势的影响。

(2) 市场化交易电量享受补贴，其补贴电价及补贴计算方式和保障性收购电量一致

根据财政部、国家发改委、国家能源局 2020 年 9 月发布的《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》，按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

根据上述规定，标的公司纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量均可以享受补贴电价。市场化交易电量和保障性收购电量均属于全生命周期补贴电量内所发电量，因此均可以享受补贴，其补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率），市场化交易电量的补贴计算方式与保障性收购电量的补贴计算方式一致。

4、报告期各期电投新能源各电站补贴电量及电价情况

(1) 补贴电费单价

报告期内，电投新能源各电站补贴电价情况如下：

单位：元/兆瓦时

序号	电厂名称	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
1	太阳山光伏电站一期	788.05	788.05	788.05
2	太阳山光伏电站二期	655.31	655.31	655.31
3	太阳山光伏电站三期	11.24	11.24	11.24

序号	电厂名称	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
4	太阳山风电场一期	283.63	283.63	283.63
5	太阳山风电场二期	283.63	283.63	283.63
6	太阳山风电场三四期	265.93	265.93	265.93
7	太阳山风电场五六期	248.23	248.23	248.23
8	灵武风电场	283.63	283.63	283.63
9	中卫复合光伏项目	-	-	-
10	宁东复合光伏项目	-	-	-

报告期内，电投新能源各电站可再生能源补贴电费单价保持不变，本次评估时采用历史补贴电费单价，具有合理性。

（2）补贴电量情况

报告期内，电投新能源各电站补贴电量情况如下：

单位：兆瓦时

序号	电厂名称	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
1	太阳山光伏电站一期	8,194.04	13,828.95	14,873.85
2	太阳山光伏电站二期	16,219.30	26,568.31	27,332.79
3	太阳山光伏电站三期	92,808.32	164,401.88	126,213.29
4	太阳山风电场一期	27,109.28	80,920.11	74,362.80
5	太阳山风电场二期	38,171.98	78,240.93	67,106.97
6	太阳山风电场三四期	85,769.42	182,261.07	159,374.16
7	太阳山风电场五六期	108,465.28	223,192.64	205,342.72
8	灵武风电场	27,656.57	61,474.57	51,658.05
9	中卫复合光伏项目	-	-	-
10	宁东复合光伏项目	-	-	-

2023 年新建并网的中卫复合光伏项目、宁东复合光伏项目均不享受可再生能源补贴政策。本次评估测算各电站补贴收入时，在补贴期限内，各预测期的补贴电量按上网电量进行测算，预测期的补贴电价根据各电站报告期内实际确认的补贴电价测算，评估过程合理、谨慎。

根据 2020 年 9 月 29 日，财政部、国家发改委、国家能源局联合颁布的《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),一个项目在运营期间,其合理利用小时数以内电量,可全部享受补贴,超过小时数的电量,结算基准电价,并核发绿证参与交易。纳入可再生能源发电补贴清单的风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后,无论项目是否达到全生命周期补贴电量,均不再享受中央财政补贴资金。补贴电价在并网时确定,整个补贴生命周期不再变化。

综上,本次评估保障性收购、市场化电力交易、补贴电价方面,充分考虑了宁夏自治区政策对电力市场行业的政策规定,结合了标的公司历史期的实际运行情况进行预测,具有谨慎性和合理性。

(六) 电投新能源已建项目获得相关电网公司的并网许可的情况,在建、拟建项目申请并网许可的情况

截至报告期末,电投新能源及其子公司已建项目均已获得电网公司并网许可,具体情况如下:

序号	项目名称	并网许可文件名称	发文单位	发文时间
1	太阳山风电场一期	关于青铜峡风电场牛首山国电一期等10个项目转入正式并网的通知	宁夏回族自治区电力公司	2012.3.5
2	太阳山风电场二期	国网宁夏电力公司关于太阳山风电场宁夏电投二期49.5MW工程并网运行的通知	国网宁夏电力公司	2015.4.13
3	太阳山风电场三四期	国网宁夏电力公司关于太阳山风电场宁夏电投三四期100MW风电项目并网运行的通知	国网宁夏电力公司	2015.11.12
4	太阳山风电场五六期	国网宁夏电力有限公司关于宁夏电投太阳山100MW风电项目并网运行的通知	国网宁夏电力公司	2019.10.28
5	太阳山光伏电站一期	关于宁夏电投尚德太阳能发电有限公司一期10MWp光伏电站并网运行的通知	宁夏电力调度中心	2010.6.29
6	太阳山光伏电站二期	国网宁夏电力公司关于宁夏电投太阳山20MWp光伏发电项目并网运行的通知	国网宁夏电力公司	2013.12.31
7	太阳山光伏电站三期	国网宁夏电力有限公司关于华润海原尖尖山120MW风电项目等九个新能源发电项目并网运行的通知	国网宁夏电力公司	2020.12.24

序号	项目名称	并网许可文件名称	发文单位	发文时间
8	灵武风电场	国网宁夏电力公司关于宁夏电投灵武风电场一期 49.5MW 工程并网运行的通知	国网宁夏电力公司	2013.12.30
9	宁东复合光伏电站	电力工程质量监督检查并网通知书	可再生能源发电工程质量监督站	2023.4.27
10	宁东储能电站	电力工程质量监督检查并网通知书	可再生能源发电工程质量监督站	2023.3.15
11	中卫复合光伏电站	电力建设工程质量监督检查并网意见书（80.2MW）	可再生能源发电工程质量监督站	2023.12.25
		电力建设工程质量监督检查并网意见书（19.8MW）		2024.1.25
12	青龙山共享储能电站（一期）	电力建设工程质量监督检查并网意见书	可再生能源发电工程质量监督站	2023.11.24

截至本问询回复出具日，标的公司在建项目青龙山共享储能电站（二期）及拟建项目盐池惠安堡 750MW 风光同场项目、中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目均尚未达到申请并网许可的条件，尚未申请并网许可。

（七）结合宁夏发电企业数量、上网电量、市场化交易电量情况以及各类能源发电售电情况，说明发电市场竞争格局、供需情况、标的资产市场份额及陆上风电及光伏发电业务的发展前景，评估时是否充分考虑

1、宁夏发电企业数量、上网电量、市场化交易电量情况以及各类能源发电售电情况，发电市场竞争格局、供需情况

（1）发电企业及装机容量情况

根据《2024 年 11 月宁夏电力市场交易信息月报》《2024 年 11 月份宁夏电网调度运行月报》，截至 2024 年 11 月，宁夏地区共有注册发电企业 309 家，较 2023 年 12 月增加 9 家，增幅为 3.00%。截至 2024 年 11 月，宁夏电网统调总装机容量 7,052.52 万千瓦。其中火电 2,971.04 万千瓦，占比 42.13%；水电 42.23 万千瓦，占比 0.60%；风电 1,502.76 万千瓦，占比 21.30%；光伏 2,536.49 万千瓦，占比 35.97%。

截至 2024 年 11 月，新能源总装机容量 4,039.24 万千瓦，占比 57.27%。新能源总装机容量较 2023 年 12 月的 3,600.15 万千瓦提高 439.09 万千瓦，提升比

例为 12.20%，新能源总装机容量占比较 2023 年 12 月的 54.44%提高 2.83%，新能源装机容量及占比持续提高。

(2) 各类能源发电量情况、上网情况及市场化交易电力情况

根据《2024 年 11 月宁夏电力市场交易信息月报》《2024 年 11 月份宁夏电网调度运行月报》，2024 年 1-11 月，宁夏电网统调发电量 1,899.09 亿千瓦时，同比增长 1.28%。其中火电发电量 1,320.96 亿千瓦时，水电发电量 18.48 亿千瓦时，风电发电量 253.35 亿千瓦时，光伏发电量 306.30 亿千瓦时。截至 2024 年 11 月，发电侧累计上网电量 1,660.44 亿千瓦时，同比增长 1.78%。根据宁夏发改委通知文件，2024-2025 年宁夏区内电力市场除优先发电、优先用电计划以外电量全部进入市场，市场化交易规模分别约为 925 亿千瓦时、895 亿千瓦时。

(3) 发电市场竞争格局、供需情况

宁夏地区新能源发电项目主要位于吴忠市、中卫市、灵武市、石嘴山市等地区，新能源发电项目投资企业主要包括“五大六小”发电集团及宁夏电投、宝丰能源、银星能源等宁夏地方企业。

2024 年 1-11 月，宁夏地区新能源电站总体利用率为 96.34%，其中风电利用率 97.49%，光伏利用率 95.41%，新能源消纳情况较好。2024 年度，宁夏外送电量达到 906 亿千瓦时，其中新能源外送电量超过 210 亿千瓦时，同比增长 53.28%，宁夏地区通过积极拓展新能源外送消纳，提高新能源外送比例，落实“沙戈荒”大基地项目外送电量，以保证新能源高质量消纳。

2、标的公司市场份额及陆上风电及光伏发电业务的发展前景，评估时是否充分考虑

(1) 标的公司市场份额

截至 2024 年 11 月，宁夏电网统调风电装机量 1,502.76 万千瓦，光伏装机量 2,536.49 万千瓦。截至 2024 年 11 月，标的公司风电及光伏装机总容量 77.85 万千瓦，占宁夏地区新能源总装机容量的 1.93%。

作为宁夏回族自治区唯一的自治区级国资风电、光伏及储能新能源产业平台，

自治区政府积极支持电投新能源的产业发展。根据自治区发改委出具的《关于加快推进 3GW 新能源项目建设的函》，“为推动自治区新能源发展，我委已同意将你公司承建的 3GW 新能源项目纳入年度建设开发方案，通知各地市政府、宁东管委会和国网宁夏电力公司在项目用地、电网接入等方面给予支持。请你公司抓紧对接各地市政府、宁东管委会和国网宁夏电力公司，尽快落实项目用地、电网接入，推动项目早日开工建设。”截至本回复报告签署日，根据上述自治区发改委出具的函件，电投新能源已取得 1.1GW 新能源增量指标核准并拟将其作为募投项目，建成后标的公司新能源总装机容量将提高 141%，达到 187.85 万千瓦。

（2）风电及光伏发电业务的发展前景

1）风电、光伏市场规模增速较快

2020 年 9 月，中国在第 75 届联合国大会上正式提出 2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和的目标。双碳政策目标助推行业成长提速，2022 年 5 月国家发改委、能源局出台《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，确立了 2030 年风电、太阳能总装机容量超过 12 亿千瓦的目标。我国逐步成为全球可再生能源发电的最主要市场，为促进全球能源结构转型和可持续发展做出了重要贡献。根据国家能源局的数据，2023 年我国光伏新增装机量 217GW，风电新增装机量 76GW，占当年全国新增电力装机规模的比例分别为 60.2%和 21.1%。截至 2023 年末，我国光伏装机总容量达到 610GW，占电力装机总容量的 20.9%；风电装机总容量 441GW，占电力装机总容量的 15.1%。我国风电、光伏市场规模仍在快速增长阶段。



数据来源：国家统计局



数据来源：国家统计局

2) 宁夏地区新能源资源禀赋佳及地方政策鼓励

标的公司风电场和光伏电站位于风能和太阳能资源丰富的区域。风能资源方面，宁夏地区 2023 年 70 米高度平均风功率密度超过 150W/m²。太阳能资源方面，宁夏地区为典型的大陆性气候，气候干燥，雨量少而集中，蒸发强烈，冬冷夏热，气温日温差大，日照较长，太阳能资源禀赋良好。根据中国气象局发布的《2023 年中国风能太阳能资源年景公报》，宁夏地区 2023 年固定式光伏发电最

佳斜面总辐照量平均值为 1,772KWh/m²，排名全国第六。

从国家战略方面，西部地区在我国新能源发展中占据着举足轻重的地位。西部地区幅员辽阔，人烟稀少，光照时间长，太阳辐射强烈，太阳能资源丰富。国家发展改革委、国家能源局等九部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》明确提出，要以风光资源为基础、以灵活调节电源为支撑、以特高压输电通道为载体，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部的沙漠、戈壁、荒漠地区，建设一批生态友好、经济优越的大型风电光伏基地。目前西部地区已成为全国新能源建设发展的主战场，宁夏已成为国家“西电东送”的网架枢纽和电源基地。2024 年 12 月 10 日以输送新能源为主的“宁电入湘”特高压直流输电工程项目已验收投入试运营，进一步提升了宁夏地区新能源在全国范围内的消纳能力。

从宁夏地区的发展规划来看，《宁夏回族自治区能源发展“十四五”规划》提出，“加快发展太阳能发电。坚持集中开发和分布开发并举、扩大外送和就地消纳相结合的原则，...建设一批百万千瓦级光伏基地。...“十四五”期间，光伏发电成为全区电力增量主体，装机规模实现翻番，到 2025 年达到 3,250 万千瓦以上”，“稳步推进集中式风电项目建设。...到 2025 年，全区风电装机规模达到 1,750 万千瓦以上。”

综上所述，全国光伏、风电市场规模具有较快的发展增速，宁夏地区新能源消纳能力和利用率较好，新能源发展具有独特资源优势 and 广阔前景。本次评估在未来预测过程中已充分考虑宁夏地区的市场竞争格局、供需情况、标的公司市场份额及陆上风电及光伏发电业务的发展前景。

（八）结合宁夏储能电站企业数量、储能容量、放电量、定价机制等情况，说明调峰交易市场竞争格局、供需情况、标的资产市场份额及储能业务发展的趋势，评估时是否充分考虑。

1、宁夏储能电站企业数量、储能容量、放电量、定价机制等情况

根据《2024 年 11 月宁夏电力市场交易信息月报》《2024 年 11 月份宁夏电网调度运行月报》，截至 2024 年 11 月，宁夏电网储能并网容量 441.892 万千瓦/884.124 万千瓦时，其中电网侧储能电站 32 座、容量 409.692 万千瓦/819.384 万千瓦时，电源侧储能 13 座、容量 32.2 万千瓦/64.74 万千瓦时。

2024 年 1-11 月，宁夏电网储能充电量 163,230.19 万千瓦时，平均充电利用小时数 526 小时。储能放电量 142,734.41 万千瓦时，平均放电利用小时数 463 小时，储能月度充放电转换效率 87.44%，综合利用小时数 989 小时。

根据《宁夏回族自治区物价局关于电价调整有关事项的通知》（宁价商发[2016]3 号），燃煤发电标杆上网电价为 **259.50 元/兆瓦时**（含税），宁夏地区储能放电单价按照燃煤发电标杆上网电价，即 **259.50 元/兆瓦时**（含税）对储能放电进行结算。根据《宁夏电力辅助服务市场运营规则》及国电网宁夏相关规定，储能侧调峰补偿单价上限为 **600 元/兆瓦时**（含税），**储能电站调试期可参与辅助服务市场，调峰补偿价格按照《宁夏电力辅助服务市场运营规则》补偿价格标准的八折执行**，标的公司储能电站通过验收后实际均按 **600 元/兆瓦时**进行结算（通过验收前按 **480 元/兆瓦时**结算），宁东储能项目一期预测期调峰单价按 **600 元/兆瓦时**，青龙山共享储能项目一期调峰单价预计 2025 年年初通过验收，2024 年 8-12 月按 **480 元/兆瓦时**，2025 年及以后按 **600 元/兆瓦时**预测，根据标的公司反馈，青龙山共享储能项目一期已于 2024 年 11 月底通过验收并按 **600 元/兆瓦时**结算，符合预期情况。

2、调峰交易市场竞争格局、供需情况

宁夏地区储能电站主要分布在电网侧，主要投资企业“五大六小”发电集团及宁夏电投、宝丰能源、银星能源等宁夏地方企业，调峰市场的主要需求端产生于新能源发电供给端的消纳需求，由于新能源电站发电量及占比不断提高，调峰市场需求不断提升。

随着新能源发电在我国电力供应系统中的应用不断增加，为了确保电网的稳定性和可靠性，各地均出台了相关政策对新能源电站配置储能进行要求。自 2021 年起，我国已有 26 个省份相继发布了新能源配置储能的相关政策。总体来看，各地光伏电站配储的规模要求介于装机容量的 5%-30%之间，配置时间大多为 2-4 小时，少数地区为 1 小时。宁夏发改委已出台相关规定，对存量及增量新能源项目配储提出强制要求。

2021 年 7 月，自治区发改委发布《关于加快促进储能健康有序发展的通知》，提出“力争到 2025 年全区储能设施容量不低于新能源装机规模的 10%、连续储

能时长 2 小时以上。”2024 年 11 月，自治区发改委发布《关于促进储能健康发展的通知》，提出“增量新能源项目应在首次并网前完成储能配置工作，国网宁夏电力公司核实储能配置规模后予以并网；存量新能源项目（2021 年 12 月 31 日前并网）未配储或配储租赁到期后未续租的，在新能源消纳困难时优先弃电至装机容量的 10%，鼓励时长超过 4 小时及以上的大容量（功率×时长）、安全、高效储能建设。”

随着宁夏地区新能源发电量占比提升以及地方政策对配储的强制要求逐渐提高，储能配储的市场需求有望逐渐提升，调峰市场的需求将进一步提升。

3、标的公司市场份额及储能业务发展的趋势，评估时是否充分考虑。

截至 2024 年 11 月底，宁夏地区共有储能电站 31 座，储能并网容量 441.892 万千瓦/884.124 万千瓦时。截至 2024 年 11 月底，标的公司共有储能电站 2 座，储能并网容量总计 20 万千瓦/40 万千瓦时，占宁夏地区储能总容量约 4.53%，此外，标的公司 10 万千瓦/20 万千瓦时青龙山共享储能电站二期项目已在建设中，随着标的公司未来新能源装机规模的不断增大，储能装机规模也将随之上升。

综上，随着风电和光伏发电装机量占比逐步提升，对于储能的装机需求日益增加。标的公司在宁夏地区储能市场份额相对较高，本次置入资产评估已充分考虑调峰交易市场竞争格局、供需情况、标的公司市场份额及储能业务发展的趋势。

二、上市公司补充披露

（一）请上市公司在报告书重大事项提示中补充披露可再生能源补贴政策变化、补贴收入确认与实际领取情况差异及对电投新能源发电业务的具体影响

上市公司已在重组报告书之“重大事项提示”之“十一、可再生能源补贴政策变化、补贴收入确认与实际领取情况差异及对电投新能源发电业务的具体影响”补充披露了如下内容：

“十一、可再生能源补贴政策变化、补贴收入确认与实际领取情况差异及对电投新能源发电业务的具体影响

（一）可再生能源补贴政策变化情况对电投新能源发电业务的具体影响

1、可再生能源补贴政策变化情况

2022年3月，国家发改委、国家能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，要求在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为。

根据国务院有关工作部署，国家发展改革委、财政部、国家能源局会同有关方面，自2022年3月起通过组建国家核查工作组和省级核查工作组的形式，对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。

2022年9月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，同年10月，国家电网和南方电网公示了第一批经核查确认的7,344个合规项目。2023年1月，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。

截至本报告书签署之日，标的公司共有8个项目涉及可再生能源发电补贴，其中7个项目已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，太阳山风电场三四期未纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。该项目装机容量为100MW，占标的公司新能源发电合计并网规模的比例为12.85%。

根据2022年6月核查人员向标的公司出具的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》，太阳山风电场三四期的问题类型为“以少代全”，该项目首台机组于2015年10月15日并网，2016年4月18日全容量并网，存在2015年12月31日上网电价退坡时间节点之前未全容量并网问题。标的公司已针对上述问题提交申诉材料。截至本报告书签署之日，该项目尚无审查结果，标的公司亦未收到废除或调整电价通知、退款通知或整改通知。由于核查结果尚未明确，该项目自2022年8月已暂停补贴资金的拨付。

2、可再生能源补贴政策变化对电投新能源报告期收入和应收账款的影响

针对未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的太阳山风电场三四期项目，

标的公司已按照该项目全容量并网的时间确认上网电价和补贴电价，调减该项目的补贴收入和应收账款。具体如下：

（1）调减前的上网电价

根据宁夏回族自治区物价局 2015 年 11 月出具的《关于宁夏盐池风电场（陈记梁）京城甘能 49.5MW 风电项目等可再生能源发电项目上网电价的通知》（宁价商发〔2015〕72 号），太阳山风电场三四期项目的上网电价（含税）为 0.58 元/千瓦时，该上网电价系《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906 号）中Ⅲ类资源区风电标杆上网电价。

标的公司调减前根据上述批复电价确认太阳山风电场三四期项目的基础电价收入及补贴电价收入，其中，补贴电价（含税）为上网电价（含税）0.58 元/千瓦时减宁夏地区燃煤发电上网基准价 0.2595 元/千瓦时，即 0.3205 元/千瓦时。

（2）调减后的上网电价

国家发改委 2014 年 12 月发布的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008 号）规定：

“为合理引导风电投资，促进风电产业健康有序发展，提高国家可再生能源电价附加资金补贴效率，依据《中华人民共和国可再生能源法》，决定适当调整新投陆上风电上网标杆电价。现就有关事项通知如下：

一、对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策。将第Ⅰ类、Ⅱ类和Ⅲ类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低 2 分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元和 0.56 元；第Ⅳ类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时 0.61 元不变。

.....

五、上述规定适用于 2015 年 1 月 1 日以后核准的陆上风电项目，以及 2015 年 1 月 1 日前核准但于 2016 年 1 月 1 日以后投运的陆上风电项目。”

太阳山风电场三四期项目于 2014 年 5 月取得宁夏回族自治区发展改革委核

准批复（宁发改审发[2014]159号），2016年4月实现全容量并网，且宁夏地区属于风电Ⅲ类资源区。因此，根据上述规定，太阳山风电场三四期项目的上网电价（含税）应为0.56元/千瓦时，其中，补贴电价（含税）为上网电价（含税）0.56元/千瓦时减宁夏地区燃煤发电上网基准价0.2595元/千瓦时，即0.3005元/千瓦时。

此外，根据国家发改委2015年12月发布的《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号）关于适用范围的规定：“2016年、2018年等年份1月1日以后核准的陆上风电项目分别执行2016年、2018年的上网标杆电价。2年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价。2016年前核准的陆上风电项目但于2017年底前仍未开工建设的，执行2016年上网标杆电价。”太阳山风电场三四期项目于2014年取得发改委核准，因此不适用该规定。

综上所述，太阳山风电场三四期项目按全容量并网时间适用的补贴电价（含税）应为0.3005元/千瓦时，较原补贴电价（含税）下降0.02元/千瓦时。

（3）调减后的上网电价对电投新能源报告期收入和应收账款的影响

电投新能源按照调减补贴电价0.02元/千瓦时（含税），冲减了报告期前多计提的收入和应收账款，并将无法退回的补贴收入多交的销项税计入了管理费用。报告期内，太阳山风电场三四期项目调减上网电价对补贴收入的影响金额如下：

单位：万元

项目	2024年1-7月	2023年度	2022年度	报告期合计
调减上网电价对补贴收入的影响金额	151.80	322.59	282.08	756.47
当期营业收入	26,783.33	41,389.15	35,399.16	103,571.64
占比	0.57%	0.78%	0.80%	0.73%

调减上网电价对应收账款的影响系在收入基础上加上对应的增值税金额。

（二）补贴收入确认与实际领取情况差异对电投新能源发电业务的具体影响

1、补贴收入确认

标的公司根据经电网公司确认的月度实际上网结算电量按上网电价（含可再生能源补贴）确认电费收入。其中，补贴收入确认的具体操作为：根据每月按交易双方认可的结算单确认补贴电量，根据财政部、发改委、物价局等政府部门公布的关于可再生能源电价附加资金补助的通知文件、电价批复、燃煤发电上网基准价确认补贴电价，计算最终的补贴收入，即补贴金额（含税）=上网结算电量*（上网电价-当地燃煤发电上网基准价）。

2、补贴收入实际领取情况

补贴资金是由财政部根据国家能源局发布的补贴企业目录从可再生能源基金中拨付。但是受补贴审核时间较长、可再生能源基金收缴结算周期较长、补贴发放政策等因素影响，标的公司新能源电站项目收到可再生能源补贴时间较收入确认时间存在一定滞后。

此外，太阳山风电场三四期在 2022 年开展的可再生能源补贴核查中的结果尚未明确，未被纳入 2023 年 1 月 6 日国家电网和南方电网公布的第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，因此该项目自 2022 年 8 月以来未收到补贴电价回款，导致该项目补贴收入确认与实际领取情况存在差异。截至报告期末，该项目形成的应收补贴电价款余额为 2.58 亿元。

3、补贴收入确认与实际领取情况差异对电投新能源发电业务的具体影响

报告期各期，电投新能源可再生能源补贴收入确认的金额和实际领取金额具体如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-7 月	2023 年度	2022 年度
确认的可再生能源补贴收入（不含税）	9,422.18	19,660.70	17,918.23
实际领取的可再生能源补贴（含税）	2,301.59	10,821.82	11,299.75

由上表可知，报告期各期，电投新能源实际领取的可再生能源补贴金额均小于确认的补贴收入金额，从而导致报告期内标的公司应收补贴款金额持续增长。报告期各期末，标的公司应收补贴款余额分别为 62,390.34 万元、73,785.10 万元、82,130.57 万元。

此外，截至本报告书签署之日，标的公司太阳山风电场三四期项目在 2022

年开展的再生能源补贴核查中的核查结果尚未明确，该项目自 2022 年 8 月已暂停补贴资金的拨付。该项目报告期内确认收入及收到补贴的金额差异具体如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-7 月	2023 年度	2022 年度
确认的可再生能源补贴收入（不含税）	2,280.86	4,846.85	4,238.22
实际领取的可再生能源补贴（含税）	-	-	689.21

”

（二）充分提示相关风险

上市公司已在重组报告书之“重大风险提示”之“一、与拟置入资产相关风险”及“第十三节 风险因素”之“二、与拟置入资产相关风险”补充提示相关风险：

“（三）应收账款回款风险

报告期各期末，标的公司应收账款余额分别为 64,772.04 万元、78,249.90 万元和 87,328.60 万元，呈持续增长趋势，应收账款余额主要为应收国家电网电费。

标的公司的应收国家电网电费可拆分为基础电价和补贴电价两部分。其中，基础电价由电网公司直接支付，可实现及时结算，账龄较短，期末余额较低。补贴电价部分是由财政部根据国家能源局发布的补贴企业目录从可再生能源基金中拨付。但是受补贴审核时间较长、可再生能源基金收缴结算周期较长、补贴发放政策等因素影响，新能源电站项目收到可再生能源补贴时间存在一定滞后。

2022 年至 2024 年 1-7 月，标的公司实际领取的可再生能源补贴金额（含税）分别为 11,299.75 万元、10,821.82 万元、2,301.59 万元，相应期间确认的可再生能源补贴收入（不含税）分别为 17,918.23 万元、19,660.70 万元、9,422.18 万元，实际领取的可再生能源补贴金额各期均小于确认收入金额。因此，标的公司应收账款余额较大，且账龄相对较长。截至报告期末，标的公司应收补贴款余额为 82,130.57 万元，占应收账款余额的比例为 94.05%；应收账款余额账龄 2-3 年、3-4 年、4-5 年的比例分别为 23.89%、25.14%、10.62%。

此外，太阳山风电场三四期在 2022 年开展的再生能源补贴核查中的结果尚未明确，未被纳入 2023 年 1 月 6 日国家电网和南方电网公布的第一批可再生

能源发电补贴合规项目清单，因此该项目自 2022 年 8 月以来未收到补贴电价回款。该项目 2022 年领取的可再生能源补贴金额（含税）为 689.21 万元，报告期各期确认的可再生能源补贴收入（不含税）分别为 4,238.22 万元、4,846.85 万元、2,280.86 万元。截至报告期末，该项目形成的应收补贴电价款余额为 2.58 亿元。

若未来可再生能源补贴滞后情况进一步加剧，或太阳山风电场三四期补贴受可再生能源补贴核查影响回款进一步推迟、被核减补贴金额或退还已发放补贴金额，将对标的公司的现金流和资产状况产生不利影响。

（六）可再生能源发电补贴核查风险

2022 年 3 月，国家发改委、国家能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，要求在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数，严厉打击可再生能源发电骗补等行为。

2022 年 9 月，国家发改委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，同年 10 月，国家电网和南方电网公示了第一批经核查确认的 7,344 个合规项目。2023 年 1 月，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。

截至本报告书签署之日，标的公司共有 8 个项目存在可再生能源发电补贴，其中 7 个项目已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。太阳山风电场三四期项目因“以少代全”问题，未纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。该项目装机容量为 100MW，占标的公司新能源发电合计并网规模的比例为 12.85%。截至本报告书签署之日，该项目尚无审查结果，标的公司亦未收到废除或调整电价通知、退款通知或整改通知。由于核查结果尚未明确，该项目自 2022 年 8 月已暂停补贴资金的拨付。标的公司已按照该项目全容量并网的时间确认上网电价和补贴电价，调减该项目的补贴收入和应收账款。根据国家发改委 2014 年 12 月发布的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008 号）及该项目全容量并网时间，该项目调减后的上网电价（含税）为 0.56 元/千

瓦时，其中，补贴电价（含税）为上网电价（含税）0.56 元/千瓦时减宁夏地区燃煤发电上网基准价 0.2595 元/千瓦时，即 0.3005 元/千瓦时，较原补贴电价（含税）下降 0.02 元/千瓦时。标的公司按照该补贴电价及上网电量调减了收入及对应的应收补贴款。该项目报告期各期确认的可再生能源补贴收入（不含税）分别为 4,238.22 万元、4,846.85 万元、2,280.86 万元。截至报告期末，该项目形成的应收补贴电价款余额为 2.58 亿元。

鉴于上述补贴核查工作尚处于进行过程中，合规项目将分批予以公示，核查结果存在一定的不确定性。若太阳山风电场三四期项目在核查后存在不符合补贴发放条件的情况，可能会被采取暂停补贴资金发放、核减相关补贴资金、退还已发放补贴资金、移出补贴清单等措施，从而对标的公司业绩情况和现金流产生不利影响。”

三、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅电投新能源所有新能源电站项目的核准备案、购售电合同、上网电价批复文件、电价依据适用文件、电费结算单等，复核电投新能源电站项目报告期确认的补贴收入金额、取得的补贴金额等，核查纳入补贴范围的电量电价与确认收入存在差异的情况；查阅《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）《关于 2022 年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》《关于印发<可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法>的通知》（财建[2012]102 号）《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）等关于新能源电站平价上网、补贴申报、上网电价、补贴电价、可再生能源发电补贴核查等各项政策文件；查阅国家电网发布的《第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单》；通过财政部网站、国网新能源云网站等查询电投新能源电站项目纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单的情况、纳入可再生能源发电补贴合规项目清单情况。

2、查阅电投新能源提供的在国家可再生能源发电项目管理平台提交的自查报告相关信息，查阅太阳山风电场三四期项目核准批复、并网通知书、《购售电合同》、国网新能源云可再生能源补贴申报信息等文件；查阅电投新能源太阳山

风电场三四期项目的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》、申诉材料、报告期内的结算单；查阅电投新能源出具的《关于太阳山风电场三四期合规核查事项的情况说明》；查阅《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》；访谈标的公司管理层，了解太阳山风电场三四期项目未纳入补贴清单项目的背景、可再生能源补贴核查工作进展，了解该项目的会计处理，查阅太阳山风电场三四期项目补贴款回款情况，测算报告期内电价调整对太阳山风电场三四期项目收入确认的影响。

3、查阅《置入资产审计报告》，了解电投新能源电站项目的收入确认政策，查阅同行业可比公司的收入确认政策及对未纳入合规项目清单的会计处理；通过国网新能源云网站、国家可再生能源发电项目信息管理平台等查询电投新能源电站项目并网时间，复核并网时间、申报进入目录/清单时间及纳入目录/清单时间的时间间隔。

4、查阅自治区发改委发布的关于核定宁夏优先发电优先购电计划的通知、关于做好电力中长期交易有关事项的通知等政策性文件，计算标的公司新能源电站市场化交易比例及平均电价。

5、查阅标的公司已建新能源项目并网许可相关文件，访谈标的公司管理层，了解在建、拟建新能源项目是否取得并网许可。

6、查阅宁夏电力市场交易信息月报、宁夏电网调度运行月报等资料，了解宁夏电力市场供需情况，计算标的公司新能源电站市场份额，查阅《置入资产评估报告》。

7、查阅宁夏电力市场交易信息月报、宁夏电网调度运行月报、自治区发改委发布的《关于加快促进储能健康有序发展的通知》《关于促进储能健康发展的通知》等文件，了解宁夏地区新能源配储政策、储能电站盈利模式及运营情况，计算标的公司储能电站市场。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目，

均已纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单，7个项目已纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，未纳入的项目为太阳山风电场三四期，根据上网电价批复文件计算的补贴电价大于确认收入的补贴电价；除太阳山风电三四期外，其余项目根据上网电价批复文件计算的补贴电价与确认收入的补贴电价不存在差异。

2、太阳山风电场三四期项目因未在 2015 年 12 月 31 日上网电价退坡时间节点之前全容量并网，未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单。电投新能源已针对上述核查问题提交申诉材料。截至本问询回复出具之日，该项目尚无审查结果，标的公司亦未收到废除或调整电价通知、退款通知或整改通知。截至本问询回复出具日，可再生能源补贴核查工作尚未完全结束，电投新能源该项目能否纳入后续批次的合规项目清单将根据未来核查情况和相关政策确定。由于核查结果尚未明确，该项目自 2022 年 8 月已暂停补贴资金的拨付。截至报告期末，该项目形成的应收补贴款余额为 2.58 亿元。标的公司已按照该项目全容量并网的时间重新确认上网电价和补贴电价，并调减补贴收入金额和应收补贴款金额。根据国家发改委 2014 年 12 月发布的《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008 号）及该项目全容量并网时间，该项目调减后的上网电价（含税）为 0.56 元/千瓦时，其中，补贴电价（含税）为上网电价（含税）0.56 元/千瓦时减宁夏地区燃煤发电上网基准价 0.2595 元/千瓦时，即 0.3005 元/千瓦时，较原补贴电价（含税）下降 0.02 元/千瓦时。标的公司按照该补贴电价及上网电量调减了收入及对应的应收补贴款。

3、电投新能源纳入及未纳入可再生能源发电补贴合规清单的项目的收入确认会计政策一致，相互间不存在差异，与同行业公司一致。针对电投新能源类似情形、且已纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单的项目，同行业公司如华电新能、太阳能未对补贴电价及收入进行调整，仍按照原补贴电价确认收入，新特能源按照全容量并网时间对应的补贴电价确认补贴收入。因此，电投新能源对未纳入可再生能源发电补贴合规清单项目的会计处理与新特能源一致，比华电新能、太阳能的会计处理更为谨慎。华电新能、太阳能未披露调减补贴电价收入后补贴资金的拨付及收取情况；新特能源部分项目被要求退回部分补贴资金，但未披露除退回补贴款后其余补贴资金的拨付及

收取情况。电投新能源不存在之前确认补贴收入的金额与纳入补贴清单时确定的补贴金额存在差异的情形。截至本问询回复出具日，电投新能源 8 个确认可再生能源补贴的项目，均已纳入可再生能源电价附加资金补助目录或可再生能源发电项目补贴清单，未超出正常时间区间。电投新能源可再生能源发电项目收入确认政策符合企业会计准则的规定，补贴收入确认时点准确，依据充分。电投新能源不存在已确认补贴收入但未纳入财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录或国家电网公布的可再生能源发电项目补贴清单的情况。截至本问询回复出具日，电投新能源存在已确认补贴收入但未纳入可再生能源发电补贴合规项目清单的项目，即太阳山风电场三四期项目。

4、除太阳山风电场三四期外，标的公司其余涉及新能源补贴的项目均已纳入国家电网公示的《第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单》。针对太阳山风电场三四期项目，标的公司已按照该项目全容量并网的时间重新确认上网电价和补贴电价，调减该项目的补贴收入和应收账款。太阳山风电场三四期项目自 2022 年 8 月已被暂停补贴资金的发放，截至本问询回复出具日，电投新能源未收到被主管部门采取核减补贴资金、上报企业信用不良记录、移出补贴清单等措施的通知。基于《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》关于太阳山风电场三四期项目合规核查结果的相关补偿安排，太阳山风电场三四期项目合规核查结果不会对本次重组构成重大不利影响。《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》约定上市公司与宁夏电投以现金方式补偿对方关于最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差异具备合理性，有利于保护上市公司利益和中小投资者合法权益。

5、本次评估在未来预测过程中已充分考虑保障性收购比例及变化趋势、市场化交易比例及变化趋势、市场化交易电价及变化趋势、补贴电价及电量的影响。**保障性收购电量和市场化交易电量均可以享受补贴，其补贴计算方式一致。**

6、截至本问询回复出具日，标的公司已建项目均已取得对应电网公司并网许可；在建及拟建项目尚未达到申请并网许可条件，尚未申请并网许可。

7、本次评估在未来预测过程中已充分考虑宁夏地区发电市场竞争格局、供需情况、标的公司市场份额、陆上风电及光伏发电业务发展前景的影响。

8、本次评估在未来预测过程中已充分考虑宁夏地区储能调峰市场竞争格局、供需情况、标的公司市场份额及储能业务发展的趋势的影响。

问题七 关于标的资产的应收账款和固定资产

申请文件显示：（1）报告期各期末，电投新能源的应收账款分别为 64,124.32 万元、77,467.40 万元和 86,446.96 万元，主要为应收国家电网电费，应收电费包含基础电费及补贴电费；截至 2024 年 7 月 31 日，标的公司应收补贴款余额为 82,130.57 万元，占应收账款余额的比例为 94.05%；电投新能源对应收可再生能源补贴按组合计提信用减值损失，计提比例为 1%。（2）因太阳山风电场三四期在 2022 年开展的可再生能源补贴核查中的结果尚未明确，未被纳入 2023 年 1 月 6 日国家电网和南方电网公布的第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，该项目自 2022 年 8 月以来未收到补贴电价回款；截至报告期末，该项目形成的应收补贴电价款余额为 25,834.95 万元。（3）报告期各期末，电投新能源固定资产账面价值分别为 180,772.03 万元、281,453.45 万元和 298,747.02 万元，占非流动资产的比例为 77.87%、90.24%和 96.98%，主要为机器设备等。

请上市公司补充披露：（1）结合补贴电费相关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间、预计收款时间等情况，以及同行业公司关于基础电费和补贴电费相关应收账款的坏账准备计提政策，说明电投新能源按 1%的比例对应收可再生能源补贴组合计提预期信用损失的会计处理是否谨慎、合理；（2）结合太阳山风电场三四期补贴核查情况及结合尚未明确核查结果的原因，并对比同行业公司未纳入补贴清单的项目应收补贴电费坏账准备计提情况，说明上述项目应收账款坏账准备计提是否充分；（3）固定资产中机器设备的基本情况，包括但不限于主要明细构成、入账时间、取得方式、数量、价值和折旧年限、残值率、供应商情况，结合主要机器设备数量、装机容量、技术性能、利用率等情况，并对比同行业可比公司装机容量及利用率，说明固定资产规模及变动情况与电投新能源经营情况是否匹配；（4）说明报告期内固定资产的实际使用情况，是否存在报废、闲置等情形，固定资产减值测算的过程和计算方法，固定资产减值计提的充分性。

请会计师说明固定资产的监盘情况，对固定资产的真实性、准确性、完整性等所采取的核查程序、核查证据和核查结论。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充披露

（一）结合补贴电费相关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间、预计收款时间等情况，以及同行业公司关于基础电费和补贴电费相关应收账款的坏账准备计提政策，说明电投新能源按 1% 的比例对应收可再生能源补贴组合计提预期信用损失的会计处理是否谨慎、合理

1、补贴电费相关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间、预计收款时间等情况

根据财政部、国家发改委及国家能源局联合发布的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2012〕102 号）、《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）等相关规定，可再生能源发电项目纳入补贴清单的主要条件包括：（1）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需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；（2）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复；（3）全部机组并网时间符合补助补贴要求；（4）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。

（1）电投新能源涉及可再生能源补贴的项目情况

截至本问询回复出具日，电投新能源共有 8 个项目涉及可再生能源发电补贴并进入《可再生能源电价附加资金补助目录》或《可再生能源发电项目补贴清单》（以下简称“补贴目录”）。自 2022 年 3 月可再生能源补贴核查通知发布后，7 个项目已进入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，1 个项目（太阳山风电场三四期）未进入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，具体情况如下：

1) 项目完成核准、备案情况

电投新能源涉及可再生能源补贴项目的核准、备案情况如下：

项目名称	装机容量（MW）	核准/备案时间	核准/备案文号
太阳山风电场一期	49.5	2010 年 10 月	宁发改审发[2010]629 号
太阳山风电场二期	49.5	2013 年 8 月	宁发改审发[2013]472 号
太阳山风电场三四期	100	2014 年 5 月	宁发改审发[2014]159 号
太阳山风电场五六期	100	2017 年 12 月	宁发改审发[2017]227 号
灵武风电场一期	49.5	2011 年 12 月	宁发改审发[2011]774 号
太阳山光伏电站一期	10	2009 年 6 月	宁发改能源[2009]454 号
太阳山光伏电站二期	20	2013 年 8 月	宁发改审发[2013]567 号
太阳山光伏电站三期	100	2020 年 7 月	2020-640950-44-03-007595

注：中卫复合光伏电站、宁东复合光伏电站为平价上网项目，不涉及可再生能源补贴。

2) 项目符合国家可再生能源价格政策，上网电价经价格主管部门审核批复情况

根据《中华人民共和国可再生能源法》的规定，“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整”。

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》的规定，“可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决”。

根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》的规定，“可再生能源发展基金包括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等”。

根据三部委下发的《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》，对各类项目全生命周期合理利用小时数和补贴标准进行了明确，规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

综上,可再生能源发电项目的上网电价由国务院价格主管部门依据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况确定,可再生能源发电项目的上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价(即当地燃煤发电上网基准价)的部分由国家可再生能源发展基金予以补贴,补贴标准=(可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。因此,电投新能源可再生能源补贴收入=上网电量*(可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。

根据《宁夏回族自治区物价局关于电价调整有关事项的通知》(宁价商发[2016]3号)文件规定:“一、降低我区燃煤发电上网电价每千瓦时 0.0116 元(含税,下同),下调后的燃煤发电标杆上网电价为 0.2595 元/千瓦时。”即当前宁夏回族自治区的燃煤发电标杆上网电价为 0.2595 元/千瓦时。

电投新能源涉及可再生能源补贴项目的补贴电价计算依据如下:

单位:元/千瓦时

项目	装机容量	上网电价批复文件	上网电价(含税) A	当地燃煤发电上网基准价(含税) B	补贴电价(含税) C=A-B
太阳山风电场一期	49.5MW	宁夏回族自治区物价局《关于太阳山风电场宁夏电投一期 49.5MW 风电项目上网电价的通知》(宁价商发[2012]8号)	0.58	0.2595	0.3205
太阳山风电场二期	49.5MW	宁夏回族自治区物价局《关于宁夏中电投黄河公司中宁二期光伏电站等可再生能源发电项目上网电价的通知》(宁价商发[2015]38号)	0.58	0.2595	0.3205
太阳山风电场三四期	100MW	宁夏回族自治区物价局《关于宁夏盐池风电场(陈记梁)京城甘能 49.5MW 风电项目等可再生能源发电项目上网电价的通知》(宁价商发[2015]72号)、《关于适	0.56	0.2595	0.3005

项目	装机容量	上网电价批复文件	上网电价（含税）A	当地燃煤发电上网基准价（含税）B	补贴电价（含税）C=A-B
		当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号）			
太阳山风电场五后期	100MW	国家发展改革委《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格[2015]3044号）	0.54	0.2595	0.2805
灵武风电场一期	49.5MW	宁夏回族自治区物价局《关于宁夏电投灵武风电场一期 49.5MW 风电项目上网电价的通知》（宁价商发[2014]1号）	0.58	0.2595	0.3205
太阳山光伏电站一期	10MW	宁夏回族自治区物价局《关于核定青铜峡大唐国际一期 10MWp 太阳能光伏并网发电等项目上网电价的通知》（宁价商发[2011]40号）	1.15	0.2595	0.8905
太阳山光伏电站二期	20MW	宁夏回族自治区物价局《关于核定宁夏中电投红墩子矿区 30MWp 光伏并网发电等项目上网电价的通知》（宁价商发[2013]76号）	1	0.2595	0.7405
太阳山光伏电站三期 ^[注]	100	国家能源局综合司《国家能源局综合司关于公布 2020 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》（国能综通新能[2020]64号）	0.2722	0.2595	0.0127

注 1：若核准/备案文件规定了每千瓦时补贴电价，或根据相关政策及核准/备案时间能够确定补贴价格，则补贴电价为根据上述文件直接确定的价格；若核准/备案文件规定了上网电价，则补贴电价为上网电价减去现阶段标杆上网电价（0.2595 元/千瓦时）后的部分；

注 2：根据《关于公布 2020 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》，太阳山光伏电站三期补贴竞价申报上网电价为 0.2722 元/千瓦时。

3) 可再生能源补贴项目的全部机组并网时间及纳入补贴目录时间情况

电投新能源涉及可再生能源补贴项目的全部机组并网时间、纳入补贴目录时间如下：

项目	全部机组并网时间	纳入补贴目录时间
太阳山风电场一期	2012 年 3 月 5 日	2012 年 12 月 20 日
太阳山风电场二期	2015 年 12 月 4 日	2016 年 8 月 24 日
太阳山风电场三四期	2016 年 4 月 18 日（四期） 2017 年 1 月 16 日（三期）	2018 年 6 月 11 日
太阳山风电场五六期	2019 年 12 月 22 日	2020 年 6 月 30 日
灵武风电场一期	2013 年 8 月 1 日	2016 年 8 月 24 日
太阳山光伏电站一期	2011 年 1 月 31 日	2012 年 12 月 20 日
太阳山光伏电站二期	2013 年 12 月 20 日	2016 年 8 月 24 日
太阳山光伏电站三期	2020 年 12 月 9 日	2024 年 7 月 15 日

注：1、全部机组并网时间系国网新能源云平台公布的全部机组并网时间或国家可再生能源发电项目信息管理平台填报的时间。太阳山风电场一期、太阳山风电场二期、太阳山风电场三四期、灵武风电场一期、太阳山光伏电站一期、太阳山光伏电站二期等项目纳入补贴目录时间系财政部等公布的可再生能源电价附加资金补助目录时间。太阳山风电场五六期、太阳山光伏电站三期纳入目录/清单时间系国网新能源云平台公布的纳入目录时间。2、2017 年 1 月 16 日系电投新能源在国网新能源云平台填写的宁夏电力工程质量监督中心站出具对太阳山风电三四期工程总体质量评价意见的日期，太阳山风电三四期实际全容量并网时间为 2016 年 4 月 18 日。

（2）项目补贴电量在合理利用小时数及投产时间范围内，符合相关政策规定情况

根据 2020 年 9 月 29 日财政部、国家发改委、国家能源局联合颁布《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）规定：“一、项目合理利用小时数……（一）风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52,000 小时。（二）光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。……”

三、补贴标准……按照 5 号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。”

根据《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号），宁夏属于光伏一类资源区，风电三类资源区，光伏全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时，风电全生命周期合理利用小时数 40,000 小时。

电投新能源涉及可再生能源补贴项目截至 2024 年 7 月 31 日的并网时长、累计已利用补贴小时数和剩余利用小时数情况如下：

项目	并网时间	截至 2024 年 7 月 31 日并网时长（年）	截至 2024 年 7 月 31 日已利用补贴小时数	截至 2024 年 7 月 31 日剩余利用小时数	剩余利用小时数/全生命周期合理利用小时数
太阳山风电场一期	2012 年 3 月 5 日	12.41	21,437.84	18,562.16	46.41%
太阳山风电场二期	2015 年 12 月 4 日	8.66	14,733.60	25,266.40	63.17%
太阳山风电场三四期	2016 年 4 月 18 日（四期） 2017 年 1 月 16 日（三期）	8.29（四期） 7.54（三期）	15,839.05	24,160.95	60.40%
太阳山风电场五六期	2019 年 12 月 22 日	4.61	9,744.63	30,255.37	75.64%
灵武风电场一期	2013 年 8 月 1 日	11.01	14,762.43	25,237.57	63.09%
太阳山光伏电站一期	2011 年 1 月 31 日	13.51	21,459.38	10,540.62	32.94%
太阳山光伏电站二期	2013 年 12 月 20 日	10.62	14,497.07	17,502.93	54.70%
太阳山光伏电站三期	2020 年 12 月 9 日	3.64	5,908.50	26,091.50	81.54%

新能源补贴预计可持续期间为新能源电站全生命周期合理利用小时数的剩

余期间，由上表可知，电投新能源涉及可再生能源补贴项目并网时间均未满 20 年，且累计已享受补贴小时数尚未到达全生命周期合理利用小时数，且根据各补贴项目并网时间不同，各补贴项目剩余可享受的发电利用小时数约 10,000-30,000 小时不等（如全生命周期合理利用小时数达到之前已并网满 20 年，则后续年份将不再享受补贴）。

新能源补贴的预计收款时间方面，受补贴审核时间较长、可再生能源基金收缴结算周期较长、补贴发放政策等因素影响，标的公司新能源电站项目收到可再生能源补贴时间较收入确认时间存在一定滞后，收款时间存在一定不确定性。

（3）补贴电费金额确认依据充分

报告期内，电投新能源可再生能源补贴项目取得的补贴电费金额=结算电量*补贴电价，由上述分析可知，电投新能源补贴项目、补贴电价和补贴电量均符合相关政策规定，补贴电费金额确认依据充分。

（4）补贴电费期后回款与回款周期情况

应收补贴电费的期后回款情况如下：

单位：万元

项目	应收补贴款期末余额	截至2024年12月31日 补贴回款金额	回款比例
2022年12月31日	62,390.34	16,872.17	27.04%
2023年12月31日	73,785.10	9,823.90	13.31%
2024年7月31日	82,130.57	7,532.66	9.17%

截至 2024 年 12 月末，标的公司 2022 年末、2023 年末、2024 年 7 月末应收可再生能源补贴回款比例分别为 27.04%、13.31%、9.17%。应收可再生能源补贴电费受国内可再生能源政策的不断调整及多轮补贴核查工作等因素影响，目前发放周期较长，部分可再生能源项目补贴存在回款延迟的情况，属于行业普遍现象，并非客户信用或财务状况出现大幅恶化。行业可比新能源发电公司均有账龄在 3 年以上的应收可再生能源补贴款。鉴于应收可再生能源补贴款的资金来源为国家财政资金，由国家信用保障，无法回收的可能性较低。

最近两年一期，电投新能源应收补贴款的周转情况如下表：

项目	2024年1-7月	2023年	2022年
当期可再生能源补贴收入 (万元, 不含税)	9,422.18	19,660.70	17,918.23
期末应收补贴款余额(万元)	82,130.57	73,785.10	62,390.34
补贴款周转天数(年)	5.08	3.75	3.48

注：补贴款周转天数（年）=期末应收补贴款余额（万元）/当期可再生能源补贴收入（万元），2024年1-7月周转天数数据已进行年化处理。

2、同行业公司关于基础电费和补贴电费相关应收账款坏账准备计提政策

电投新能源依据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，在组合基础上确定预期信用损失，按组合计量预期信用损失的应收款项的分类及计提方法如下：

序号	组合类别	确认依据	计提预期信用损失的方法
1	账龄组合	基于应收款项发生时间确认账龄作为信用风险特征	参照历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，编制应收其他款项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
2	电力销售组合	本组合为信用等级较高的国内客户的应收电力产品销售款	无论账龄均按照 1%比例计提（包括标杆电价及应收新能源补贴电费部分）

其中，账龄组合与整个存续期预期信用损失率对照表如下：

账龄	计提比例
1 年以内（含 1 年）	5%
1 至 2 年（含 2 年）	10%
2 至 3 年（含 3 年）	20%
3 至 4 年（含 4 年）	50%
4 至 5 年（含 5 年）	80%
5 年以上	100%

电投新能源对电力销售组合未进一步细分基础电费和补贴电费，对电力销售组合整体按 1%计提了坏账准备。

（1）同行业可比公司应收账款分类及坏账计提政策

可比公司	组合类别	确定依据	减值方法
嘉泽新能	组合一	应收各地国网公司款项	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，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

可比公司	组合类别	确定依据	减值方法
			史数据进行调整。在考虑前瞻性信息时，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。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	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。
立新能源	按账龄组合计提预期信用损失的应收款项	除单项计提预期信用损失及信用风险较低客户组合以外的应收账款	按账龄与整个存续期预期信用损失率对照表计提。
	信用风险较低的客户组合的应收款项	合并范围内关联方的应收款项	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期计量预期信用损失。
浙江新能	组合一	应收水力发电电费及其他发电基础电费	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，编制应收账款账龄/逾期天数与整个存续期预期信用损失率对照表，计算预期信用损失。 通过应收账款违约风险敞口和预期信用损失率计算应收账款预期信用损失，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，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，使用的指标包括经济下滑的风险、外部市场环境、技术环境和客户情况的变化等。定期监控并复核与预期信用损失计算相关的假设。
	组合二	应收已纳入可再生能源目录补贴款	
	组合三	应收未纳入可再生能源目录补贴款	
	组合四	应收其他发电电费和其他款项	
金开新能	应收电网公司组合	应收电网公司电费	判断电网公司在短期内履行其合同现金流量义务的能力很强，并且即便较长时期内经济形势和经营环境存在不利变化但未必定降低电网公司履行其现金流量义务的能力，因此应收电网公司应收账款被视为具有较低的信用风险。
	账龄组合	除应收电网公司组合外客户的应收账款	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。
三峡能源	组合一	标杆电费组合	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。
	组合二	其他组合	
	组合三	可再生能源电价附加组合	

数据来源：可比公司 2023 年度报告

由上表可见，电投新能源按信用风险特征组合分类与金开新能、嘉泽新能一致，分别为应收电网电费组合和应收其他组合。同行业其他可比公司如三峡能源、浙江新能会将标杆电费组合和可再生能源补贴组合进一步细分，电投新能源按照信用风险特征划分应收账款组合具有合理性，与同行业可比公司无显著差异。

（2）同行业上市公司或拟上市公司电力销售组合预期信用损失率情况

可比公司	电力销售组合预期信用损失率
嘉泽新能	不同账龄不同计提比例，1.41%-2.22%
浙江新能	0.5%（基础电费）、10.15%（补贴电费）
立新能源	电费组合综合计提比例为 24.98%
金开新能	未计提坏账
川能动力	未计提坏账
上海电力	未计提坏账
吉电股份	未计提坏账
协鑫能科	未计提坏账
拓日新能	未计提坏账
三峡能源	不同账龄不同计提比例，0.3%~5%（基础电费） 不同账龄不同计提比例，0.3%~14.94%（补贴电费）
节能风电	1%（电费组合全部计提）
太阳能	1%（电费组合全部计提）
云南能投	1%（只计提补贴电费，未计提基础电费）
华电新能源	1%（只计提补贴电费，未计提基础电费）
新天绿能	1.00%（电费组合全部计提）

由上表可见，电投新能源对于补贴电费按 1%计提坏账准备，与同行业公司节能风电、太阳能、云南能投、华电新能源、新天绿能一致，同行业其他公司如金开能源、川能动力、上海电力、吉电股份等未对补贴电费计提坏账，整体而言，电投新能源对应收可再生能源补贴组合按 1%预期信用损失率计提坏账的会计处理与同行业公司不存在较大差异，符合谨慎性原则。

受新能源行业政策、可再生能源补贴资金状况、项目的审批进度等因素影响，可再生能源补贴电费发放的时间并不固定。若以账龄为基础，结合回款时间确定预期信用损失率，则可能导致集中收到国家可再生能源补贴的当年冲回大量以前

年度因账龄较长而计提的坏账准备，引起损益表波动。相较于账龄法，按照预期信用损失率 1%更有利于客观的反映应收补贴款项的回收风险及标的公司的经营成果，更符合标的公司所处行业的实际经营情况。

综上，电投新能源按 1%固定比例对应收可再生能源补贴组合计提预期信用损失具有谨慎性和合理性。

上市公司已在《重组报告书》之“第十节 管理层讨论与分析”之“五、标的公司的财务状况、盈利能力分析”之“（一）主要资产负债构成”之“1、资产结构分析”之“（1）流动资产分析”之“③应收账款”中补充披露了电投新能源补贴电费相关的政策文件、核准过程、纳入补贴的时间、补贴金额、收款周期、预计可持续期间等情况，以及同行业公司关于基础电费和补贴电费相关应收账款的坏账准备计提政策，电投新能源按 1%的比例对应收可再生能源补贴组合计提预期信用损失的会计处理是否谨慎、合理。

（二）结合太阳山风电场三四期补贴核查情况及结合尚未明确核查结果的原因，并对比同行业公司未纳入补贴清单的项目应收补贴电费坏账准备计提情况，说明上述项目应收账款坏账准备计提是否充分

1、太阳山风电场三四期补贴核查情况及结合尚未明确核查结果的原因

根据 2022 年 6 月核查人员出具的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》，太阳山风电场三四期的主要问题为未能在 2015 年 12 月 31 日上网电价退坡时间节点之前实现全容量并网。

由于可再生能源发电补贴核查涉及企业数量较多，随着自查工作有序推进，国家电网和南方电网已公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，其余可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，合规项目将分批予以公示，太阳山风电场三四期项目的最终核查结果尚未明确。

2、太阳山风电场三四期应收补贴款坏账准备计提充分性

截至本问询回复出具日，电投新能源未纳入第一批合规清单的项目为太阳山风电场三四期项目，该项目虽然未进入第一批合规项目清单，但是仍在补贴目录中。电投新能源已按照该项目全容量并网的时间重新确认上网电价和补贴电价，

并调减补贴收入金额和应收补贴款金额。截至报告期末，该项目形成的应收补贴款余额为 2.58 亿元。

同行业公司华电新能、新特能源、太阳能均存在现有可再生能源补贴项目未进入第一批合规项目清单的情况，相关项目的应收补贴款均与其他可再生能源补贴款采用一致的预期信用损失率，未单独计提坏账准备。具体情况如下表所示：

公司简称及 股票代码	项目类型 及状态	项目未纳入合规清单情况及坏账计提准备情况
华电新能	上证主板 IPO，已过会	截至 2022 年 12 月 31 日，华电新能明确无法纳入合规清单发电项目 5 个，待确认项目 200 个，其中，明确无法纳入合规清单发电项目指已明确收到各地发改委废除或调整电价的通知、已收到退款通知的项目；待确认项目是指除平价项目、合规项目、明确无法纳入项目以外的其他项目，包含享受可再生能源补贴但未纳入可再生能源补贴核查范围的分布式光伏项目，扣除该等分布式光伏项目后，纳入核查范围的待确认项目数量分别为 149 个。基于目前可再生能源补贴核查进展，华电新能结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对涉及“项目并网”相关情况（调减了“全容量并网”概念提出之后仍未实现全容量并网的项目）、“装机容量”相关情况、“年度规模”相关情况的 77 个项目，按照谨慎性原则不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并对该等存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，计提了资产减值准备。 华电新能对应收标杆电费组合未计提坏账准备，对应收可再生能源补贴组合计提 1%比例坏账准备，并未就项目是否纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单进行区分。
新特能源	上证主板 IPO，过会后终止注册	截至 2023 年 1 月，新特能源未纳入第一批合规项目清单的项目共 12 个，根据自查及后续核查情况，预计有 8 个电站项目因可能被认定为未在规定时间内全容量并网，1 个电站项目可能被认定为未纳入国家年度可再生能源项目建设计划和规模存在一定瑕疵，可能存在无法获取或无法全额获取发电补贴的风险，新特能源在 2022 年对上述 9 个电站项目预计降低或取消电价补贴对应的累计已确认补贴电费收入冲减 2022 年营业收入，并对预计无法收回的应收电费补贴款中对应的增值税销项税全额计提信用减值损失。同时，因预计补贴电价降低或取消导致部分电站项目出现减值迹象，对相关电站资产组（固定资产、无形资产及使用权资产）进行减值测试，计提资产减值准备。另有 3 个项目未进入第一批合规清单的项目，新特能源根据自查情况及本次核查要求预计经申诉后可正常获得电价补贴，故按原补贴电价继续确认相关电费补贴收入。 在电费及补贴款组合中，新特能源结合账龄，对电费及补贴款组合账面余额按照报告期内五年期 LPR 下浮 10%进行折现，按照账面价值与折现后金额的差额计算预期信用损失，并未就项目是否纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单进行区分。
太阳能 (000591)	深证主板 向不特定对象发行	截至 2024 年 12 月，太阳能已纳入国补目录但尚未纳入第一批合规清单共 46 个项目，太阳能仅在募集说明书测算假设发生补贴退回情况对 2024 年度财务数据的影响，未对已确认的补贴收入进行调整。

公司简称及 股票代码	项目类型 及状态	项目未纳入合规清单情况及坏账计提准备情况
	证券，已获得深交所上市审核委员会审核通过	太阳能对应收标杆电费和新能源补贴款均按 1%比例计提坏账，并未就项目是否纳入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单进行区分。

电投新能源与同行业公司新特能源对因“项目并网原因”原因未纳入合规清单的发电项目均按照谨慎性原则冲减了补贴收入，华电新能调减了 2020 年 11 月“全容量并网”概念和具体认定办法提出之后仍未实现全容量并网的项目的补贴收入，而太阳能并未对未纳入合规清单的发电项目做出收入调整。在收入调整后，同行业公司均未就是否纳入合规清单对不同的发电项目应收补贴款采取不同的坏账计提比例。综上，电投新能源按 1%固定比例对太阳山风电场三四期项目计提坏账与可比公司会计处理不存在较大差异，坏账准备计提充分。

上市公司已在《重组报告书》之“第十节 管理层讨论与分析”之“五、标的公司的财务状况、盈利能力分析”之“（一）主要资产负债构成”之“1、资产结构分析”之“（1）流动资产分析”之“③应收账款”中补充披露了太阳山风电场三四期补贴核查情况及结合尚未明确核查结果的原因，同行业公司对未纳入补贴清单的项目应收补贴电费坏账准备计提情况，太阳山风电场三四期应收账款坏账准备计提是否充分。

（三）固定资产中机器设备的基本情况，包括但不限于主要明细构成、入账时间、取得方式、数量、价值和折旧年限、残值率、供应商情况，结合主要机器设备数量、装机容量、技术性能、利用率等情况，并对比同行业可比公司装机容量及利用率，说明固定资产规模及变动情况与电投新能源经营情况是否匹配

1、固定资产中机器设备的基本情况，包括但不限于主要明细构成、入账时间、取得方式、数量、价值和折旧年限、残值率、供应商情况

报告期各期末，电投新能源固定资产中机器设备的具体情况如下：

单位：万元

时间	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值
2024年7月31日	399,111.87	103,594.97	211.22	295,305.68

2023年12月31日	369,572.20	91,618.73	92.24	277,861.23
2022年12月31日	254,597.56	76,489.06	75.24	178,033.26

截至 2024 年 7 月 31 日，电投新能源合并口径主要机器设备的情况如下（列示账面原值大于 1,000 万元的机器设备，账面原值占比超过 85%）：

序号	归属公司	设备名称	供应商	数量	入账时间	取得方式	折旧年限 (年)	残值率 (%)	账面原值 (万元)	账面净值 (万元)
1	电投新能源	明阳 1.5mw 风机	广东明阳风电产业集团有限公司	17	2012/4/30	外购	20.00	5.00	9,933.64	4,219.23
2	电投新能源	风力发电机组	华仪风能有限公司	16	2012/4/30	外购	20.00	5.00	9,054.85	3,795.34
3	电投新能源	风机塔架	河北洁绿风电设备有限公司	33	2012/4/30	外购	20.00	5.00	3,923.91	1,640.86
4	电投新能源	二期明阳风机	广东明阳风电产业集团有限公司	16	2015/4/30	外购	20.00	5.00	8,713.50	4,851.39
5	电投新能源	二期联合动力风机	国电联合动力技术有限公司	17	2015/4/30	外购	20.00	5.00	9,147.86	5,093.23
6	电投新能源	二期风机塔筒	宁夏银星能源股份有限公司	1	2015/4/30	外购	20.00	5.00	3,691.47	2,052.75
7	电投新能源	三四期风电机组	中船重工（重庆）海装风电设备有限公司	1	2016/3/31	外购	20.00	5.00	13,910.65	8,417.56
8	电投新能源	三四期风电机组	广东明阳风电产业集团有限公司	1	2016/3/31	外购	20.00	5.00	13,299.71	8,047.87
9	电投新能源	三四期风电机组	华仪风能有限公司	1	2016/3/31	外购	20.00	5.00	13,986.62	8,463.53
10	电投新能源	三四期塔筒	内蒙古瑞隆重工装备制造有限公司	1	2016/3/31	外购	20.00	5.00	7,243.89	4,383.40
11	电投新能源	三四期箱式变压器	山东泰開箱变有限公司	1	2016/3/31	外购	20.00	5.00	1,202.12	727.42
12	电投新能源	多晶硅组件（38304）块	尚德能源工程有限公司	1	2011/1/1	外购	15.83	5.00	9,563.34	4,352.59

序号	归属公司	设备名称	供应商	数量	入账时间	取得方式	折旧年限 (年)	残值率 (%)	账面原值 (万元)	账面净值 (万元)
13	电投新能源	固定支架	尚德能源工程有限公司	1	2011/1/1	外购	15.83	5.00	1,124.53	510.29
14	电投新能源	多晶硅组件	合肥晶澳太阳能科技有限公司	1	2014/1/31	外购	17.42	5.00	10,139.42	5,488.17
15	电投新能源	风电 5、6 期风电机组	华仪风能有限公司 1 标段，宁夏银星能源股份有限公司、2 标段包头天顺风电设备有限公司	50	2019/12/27	外购	20.00	5.00	46,398.16	36,252.55
16	电投新能源	35kv 箱式变电站设备	中山市明阳电器有限公司	50	2019/12/27	外购	20.00	5.00	1,145.37	895.01
17	电投新能源	单晶双面组件	协鑫能源工程有限公司	248612	2021/3/31	外购	20.00	5.00	19,679.94	16,477.69
18	电投新能源	固定支架	协鑫能源工程有限公司	1	2021/3/31	外购	20.00	5.00	4,304.68	3,603.72
19	电投新能源 灵武分公司	35kv 架空线路	宁夏国飞电气有限公司	1	2013/12/31	外购	20.00	5.00	1,256.05	625.10
20	电投新能源 灵武分公司	风力发电机组	国电联合动力技术有限公司	16	2013/12/31	外购	20.00	5.00	8,256.08	4,108.83
21	电投新能源 灵武分公司	风力发电机组	广东明阳风电产业集团有限公司	17	2013/12/31	外购	20.00	5.00	8,699.99	4,329.75
22	电投新能源 灵武分公司	风机塔筒及基础	河北洁绿风电设备有限公司	33	2013/12/31	外购	20.00	5.00	5,574.89	2,774.47

序号	归属公司	设备名称	供应商	数量	入账时间	取得方式	折旧年限 (年)	残值率 (%)	账面原值 (万元)	账面净值 (万元)
23	电投新能源 灵武分公司	110kv 架空线路 (送出)	南京南瑞继保工程技 术有限公司	1	2013/12/31	外购	20.00	5.00	1,229.18	610.74
24	电投新能源 灵武分公司	青龙山储能项目 固定资产	科华数据股份有限公 司	1	2023/12/31	外购	12.00	5.00	25,217.90	24,053.32
25	宁东新能源	200MWp 光伏一 期项目转资	信息产业电子第十一 设计研究院科技工程 股份有限公司	1	2023/5/31	外购	20.00	5.00	55,079.59	52,027.26
26	宁东新能源	330kv 线路工程 转资	中国能源建设集团安 徽电力建设第二工程 有限公司	1	2023/5/31	外购	20.00	5.00	4,186.24	3,954.25
27	宁东新能源	储能一期资产	科华数据股份有限公 司	1	2023/6/30	外购	12.00	5.00	30,345.20	27,742.68
28	中卫新能源	中卫光伏项目固 定资产	中国能源建设集团广 东火电工程有限公司	1	2024/2/20	外购	20.00	5.00	29,513.12	28,929.01

注 1：青龙山储能项目、200MWp 光伏一期项目、330kv 线路工程、宁东储能一期、中卫光伏项目为 EPC 建设项目，列示的供应商为 EPC 总承包方；

注 2：部分资产为项目总体/资产组记账的形式（如 EPC 项目和部分风电机组等），未就项目总体/资产组项下的具体资产进一步拆分数量的。

根据上表，电投新能源的机器设备主要以新能源发电设备为主，包括光伏组件、风力发电机组、储能系统、配套线路及升压设备等，相关主要机器设备的装机容量、实际利用率具体情况（按项目统计）如下：

序号	项目类型	项目名称	装机容量	投运时间	设计利用小时数	实际平均利用率
1	光伏	太阳山光伏电站一期	10MW	2011 年	1,544	93.60% ^[注 1]
2	光伏	太阳山光伏电站二期	20MW	2014 年	1,480	92.84%
3	光伏	太阳山光伏电站三期	100MW	2021 年	1,675	100.24%
4	光伏	宁东光伏复合项目	200MW	2023 年	1,630	89.80% ^[注 2]
5	光伏	中卫光伏项目	100MW	2024 年	1,650	87.14%
6	风力	灵武风电场	49.5MW	2013 年	1,954	61.66% ^[注 3]
7	风力	太阳山风电场一期	49.5MW	2012 年	1,941-2,020	79.40%
8	风力	太阳山风电场二期	49.5MW	2015 年	2,012	77.56%
9	风力	太阳山风电场三四期	100MW	2016 年	2,093-2,138	85.25%
10	风力	太阳山风电场五六期	100MW	2019 年	2,149-2,189	101.54%
11	储能	青龙山共享储能电站一期	100MW/200MWh	2023 年	/	/
12	储能	宁东储能电站一期	100MW/200MWh	2023 年	/	/

注 1：太阳山光伏及风力发电站的平均利用率为 2022 年-2024 年近 3 年利用小时数/发电设计利用小时数，对于设计利用小时数为区间的项目，取中值进行计算；

注 2：因宁东光伏复合项目及中卫光伏项目分别于 2023 年及 2024 年并网投运，因此仅采用 2024 年实际发电利用小时数/设计利用小时数计算平均利用率，中卫光伏项目用上述方式计算求得的利用率仍将偏低；

注 3：灵武风电场的实际利用率偏低的主要原因系可研报告中，设计灵武风电场平均风速为 5.86m/s，设计利用小时数为 1,954 小时，但自灵武风电运行以来 2014-2023 年间，年平均风速在 3.50-4.39 m/s 波动，导致实际发电利用小时数低于设计值。

技术性能方面，风电机组的主要技术指标包括单机容量、转化效率、安全等级、启停性能等；光伏设备的主要技术指标包括光电转换效率、衰减率、逆变器转换效率等；储能电站的主要技术指标包括充放电效率、循环寿命、安全性等。电投新能源风电场和光伏电站建设时间跨度较长，期间内风电、光伏设备的性能、成本等均有大幅度变化，电投新能源主要光伏、风电及储能设备上述性能指标均为同期主流水平，为同期行业内普遍使用的机型/设备。随着风电、光伏、储能制

造行业的技术进步及行业参与者数量逐渐增多，风电机组、光伏设备、储能系统技术性能逐渐提升，但单位造价呈下降趋势。

2、同行业可比公司装机容量及利用率

截至 2023 年末，可比公司装机容量如下表所示：

可比公司	机器设备原值 (万元)	光伏装机容量 (MW)	风电装机容量 (MW)	储能装机容量 (MW)
嘉泽新能	1,104,171.44	173	1,853.00	-
立新能源	688,510.26	720.5	819.5	435
金开新能	2,153,210.87	3,097	1,257	127
浙江新能	2,707,636.43	2,388.40	1,733.20	-
三峡能源	18,391,514.43	19,824.20	19,416.60	601
电投新能源	369,572.20	330	348.5	200

注：浙江新能水电装机容量占比较高，2023 年末装机容量为 1,132MW，占总装机容量比例为 21.55%；金开新能 2023 年年报披露储能及生物质发电项目并网容量合计 127 兆瓦。

由于可比公司在年度报告中通常不直接披露光伏及风电机器设备明细金额，因此较难与可比公司直接对比光伏及风电的单位功率投资额是否存在较大差异，利用率方面，新能源电站的利用率与新能源电站所在地弃风弃光情况有关，较难直接量化利用率对固定资产规模的影响。

光伏、风力发电的行业平均发电利用小时数如下表所示：

发电类型	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
光伏（全国）	740	1,286	1,337
光伏（宁夏）	928	1,452	1,539
风电（全国）	1,293	2,225	2,221
风电（宁夏）	1,054	2,015	1,887

注：数据来源为中电联、Wind 金融终端、国家能源局、宁夏电网调度运行月报；其中 2023 年宁夏地区光伏发电的平均利用小时数=2023 年宁夏地区光伏发电量/2022 年末及 2023 年末宁夏地区光伏发电装机容量的平均值。

电投新能源 2022 年、2023 年、2024 年 1-7 月的光伏发电平均利用小时数为 1,545.69 小时、1,522.06 小时、909.97 小时（宁东复合光伏电站及中卫复合光伏电站的转固时间分别为 2023 年及 2024 年，报告期内存在非全周期运行的情况，在计算时予以剔除），与宁夏地区平均水平基本一致，风力发电平均利用小时数

分别为 1,614.96 小时、1,814.89 小时、819.46 小时，略低于行业平均水平，主要原因系灵武风电场的发电利用小时数不达预期，且电投新能源部分风电场建设时间较早，在当前风机大型化趋势下，风力发电的转化效率不断提升，建设时间较晚的大型风电场的发电利用小时数相较于早期风电场较高。剔除灵武风电场后，剩余风电项目在报告期内的平均利用小时数分别为 1,732.94 小时、1,930.97 小时、870.81 小时。

3、固定资产规模及变动情况与电投新能源经营情况的匹配性

报告期内，标的公司固定资产原值与营业收入情况如下：

项目	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
固定资产原值（万元）	404,857.58	375,251.72	259,102.40
其中：机器设备（万元）	399,111.87	369,572.20	254,597.56
固定资产变动比例	7.89%	44.83%	0.77%
主营业务收入（万元）	45,914.27	41,389.15	35,399.16
主营业务收入变动比例	10.93%	16.92%	-8.21%
主营业务收入/固定资产原值	0.11	0.11	0.14

注：2024 年 1-7 月主营业务收入已进行年化处理，主营业务收入变动比例、主营业务收入/固定资产原值均根据年化后数据计算。

报告期各期，标的公司新增投运的项目如下：

期间	新增投运的项目	装机容量
2022年	无	无
2023年	宁东复合光伏电站	200MW
	青龙山共享储能电站一期	100MW/200MWh
	宁东储能电站一期	100MW/200MWh
2024年1-7月	中卫复合光伏电站	100MW

2023 年末、2024 年 7 月末，电投新能源固定资产余额增长主要原因系多个新能源电站并网转固所致。报告期内，电投新能源主营业务收入/固定资产原值比例基本维持稳定，其中，2023 年度主营业务收入/固定资产原值比例有所下降的主要原因系灵武青龙山共享储能电站一期项目并网及转固时间或全容量发电时间接近年底/期末，全年效益未全部释放。

综上，电投新能源固定资产规模及变动情况与经营情况相匹配。

上市公司已在《重组报告书》之“第十节 管理层讨论与分析”之“五、标的公司的财务状况、盈利能力分析”之“(一) 主要资产负债构成”之“1、资产结构分析”之“(2) 非流动资产分析”之“①固定资产”中补充披露了机器设备的基本情况，同行业可比公司装机容量及利用率，固定资产规模及变动情况与电投新能源经营情况是否匹配。

(四)说明报告期内固定资产的实际使用情况，是否存在报废、闲置等情形，固定资产减值测算的过程和计算方法，固定资产减值计提的充分性

电投新能源电站运营业务主要系自持运营电站项目并产生发电收益，固定资产大部分按照设计要求正常投入使用，存在部分机器设备和办公设备闲置的情况，其中，闲置的机器设备存在减值迹象，已对应计提减值准备，具体情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 7 月 31 日			
	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值
机器设备	474.07	239.14	211.22	23.70
办公设备	14.10	13.40	-	0.71
合计	488.17	252.54	211.22	24.41

电投新能源每年末组织对固定资产进行盘点清查，并根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》的相关规定，对于存在减值迹象的固定资产，估计其可回收金额，可回收金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定，对于账面价值低于可回收金额部分计提减值准备。闲置机器设备具体减值测算方法如下：将闲置的机器设备按照报废资产回收测算可回收价值，根据账面价值与可回收价值的差额计提减值准备，减值明细如下：

单位：万元

资产名称	资产原值	2022 年 12 月 31 日			2023 年 12 月 31 日			2024 年 7 月 31 日		
		累计折旧	减值金额	账面净值	累计折旧	减值金额	账面净值	累计折旧	减值金额	账面净值
一期助爬器	58.64	29.71	26.00	2.93	29.71	26.00	2.93	29.71	26.00	2.93
二期助爬器	15.81	5.82	9.20	0.79	5.82	9.20	0.79	5.82	9.20	0.79
液晶拼接屏	13.74	6.96	6.09	0.69	6.96	6.09	0.69	6.96	6.09	0.69
光伏变电所监控系统	20.17	11.50	7.67	1.01	11.50	7.67	1.01	11.50	7.67	1.01
光伏远动系统	35.54	20.26	13.51	1.78	20.26	13.51	1.78	20.26	13.51	1.78
光伏监测设备	33.62	19.16	12.78	1.68	19.16	12.78	1.68	19.16	12.78	1.68
光伏一期水处理设备	17.58	10.02	-	7.56	10.85	-	6.72	11.34	5.36	0.88
一期 35kV 无功补偿装置	135.55	68.67	-	66.88	75.11	-	60.44	78.86	49.91	6.78
一期 SVG 动态无功补偿改快速装置	107.66	30.46	-	77.19	35.58	-	72.08	38.56	63.72	5.38
灵武助爬器	35.77	15.28	-	20.49	16.98	17.00	1.79	16.98	17.00	1.79
合计	474.07	217.83	75.24	181.00	231.92	92.24	149.91	239.14	211.22	23.70

综上，报告期内，电投新能源存在部分机器设备和办公设备闲置，其中闲置的机器设备存在减值迹象，已对应计提减值准备，固定资产减值计提充分。

上市公司已在《重组报告书》之“第十节 管理层讨论与分析”之“五、标的公司的财务状况、盈利能力分析”之“（一）主要资产负债构成”之“1、资产结构分析”之“（2）非流动资产分析”之“①固定资产”中补充披露了报告期内固定资产的实际使用情况，是否存在报废、闲置等情形，固定资产减值测算的过程和计算方法，固定资产减值计提的充分性。

二、请会计师说明固定资产的监盘情况，对固定资产的真实性、准确性、完整性等所采取的核查程序、核查证据和核查结论

（一）固定资产的监盘情况

会计师对固定资产除部分不重要（如办公椅、文件柜等）以外所有与发电业务相关的固定资产，包括但不限于电站建筑物、主要发电设备、输电设备（如变压器、输电线路等）以及辅助设备（如控制系统等），根据电投新能源提供的固定资产清单，对不同地点的固定资产分别进行监盘。

报告期内，会计师固定资产监盘情况如下：

监盘时间	监盘地点	盘点人员	监盘人员
2024.09	新能源厂区（吴忠、灵武、宁东、中卫）	电投新能源财务部、运维中心相关人员	会计师

会计师报告期期末固定资产的监盘比例情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 7 月 31 日
固定资产账面原值	404,988.89
审计监盘金额	402,930.35
监盘比例	99.49%

（二）对固定资产的真实性、准确性、完整性等所采取的核查程序、核查证据和核查结论

核查内容	执行的核查程序	获取的核查证据
固定资产的真实性	1、检查固定资产的产权证明文件，以确定是否电投新能源所有或控制，是否设定抵押担保权利；2、抽查大额固定资产形成的原始依据，检查本期固定资产增加与减少的情况；3、通过实地走访、盘点电投新能源的所有电站项目并核实相关资产的使用状况。	1、取得车辆的行驶证和登记证，房屋建筑物的权属证；针对已设置抵押借款的资产，取得抵押合同；2、对于外购的固定资产，获取采购合同、发票、入库单据、付款单据等支持性文件；3、盘点计划、盘点表和盘点小结等监盘资料。
固定资产的准确性	1、检查初始入账依据类资料，对于外购固定资产，检查采购合同、发票和付款单据等；对于自行建造的固定资产，通过在建工程核查以及竣工验收证明、竣工结算情况等，核实入账时间是否准确，入账依据是否充足，入账金额是否准确；2、对固定资产折旧进行重新计算，以验证电投新能源折旧计提的准确性；3、检查固定资产折旧政策和方法是否符合相关会计准则的规定，对比同行业公司固定资产折旧政策和方法，评价管理层对固定资产经济可使用年限及残值率的会计估计的合理性；4、结合盘点程序观察固定资产的运行状态，是否存在报废闲置的情况；5、了解公司报告期固定资产减值测试具体情况，取得固定资产减值测试计算表，与财务人员讨论固定资产减值测试过程中所使用的方法、关键假设与参数的选取，评估是否按照固定资产减值测试方法执行；	1、同行业可比公司固定资产转固与折旧摊销政策；2、获取采购合同、发票、入库单据、付款单据、验收证明、竣工决算报告等支持性文件；3、固定资产监盘资料；4、固定资产减值测试计算表；
固定资产的完整性	1、结合实地走访、盘点程序，检查是否存在已达到预定可使用状态但尚未结转固定资产的在建工程项目；2、固定资产台账与财务明细账进行双向核对，检查固定资产的购置、调入、调出、报废等是否准确记录；	1、固定资产监盘资料；2、固定资产增减变动支持性资料；

综上，会计师对固定资产实施了监盘程序，监盘比例超过 99%，经核查，会

计师认为报告期期末固定资产确认和计量的真实性、准确性和完整性可以确认。

三、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅可再生能源补贴相关政策文件，查阅标的公司可再生能源补贴项目的发改核准文件、价格批复文件等，通过国网新能源云等网站查询可再生能源补贴项目的全机组并网时间、进入补贴目录时间、进入合规项目清单情况；访谈标的公司财务负责人，了解应收账款信用风险组合划分的依据及合理性，了解标的公司对预期信用风险损失率的确定方法，查阅同行业可比上市公司公开披露信息，了解同行业可比上市公司信用风险特征组合分类情况及坏账计提比例。

2、访谈标的公司管理层，了解太阳山风电三四期项目未进入合规项目的原因，查阅核查人员出具的《可再生能源发电补贴核查问题确认单》及标的公司的申诉材料，通过查阅同行业可比公司公开披露信息了解可比公司对未进入合规项目清单的补贴电费坏账计提情况。

3、查阅标的公司的固定资产台账、总账及明细账，对固定资产实施实地监盘程序，查阅固定资产的产权证书、采购合同、记账凭证、发票、竣工验收报告、付款单据等文件，对固定资产采购实施抽凭。

4、访谈标的公司管理层，了解标的公司是否存在闲置固定资产，查阅标的公司固定资产减值明细，分析减值计提充分性。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、电投新能源按 1%的比例对应收可再生能源补贴组合计提预期信用损失，具有谨慎性和合理性。

2、电投新能源对太阳山风电场三四期应收补贴款坏账准备计提充分。

3、报告期内，电投新能源固定资产规模及变动情况与经营情况匹配。

4、报告期内，电投新能源存在部分机器设备和办公设备闲置，其中闲置的

机器设备存在减值迹象，已对应计提减值准备，固定资产减值计提充分。

问题八 关于标的资产的评估

申请文件显示：（1）本次交易以收益法评估结果作为标的资产定价依据，根据收益法评估结果，电投新能源 100%股权的评估值为 107,124.00 万元，评估预测期为 2024 年 8 月-2048 年 12 月，评估基准日为 2024 年 7 月 31 日；（2）评估假设预测期上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化；（3）年上网电量由保障性收购基础电量及市场化交易电量两部分构成，对于保障性收购基础电量的预测按照 2024 年 1-7 月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来进行预测，并假设未来年度该比例保持不变；（4）风电、光伏发电利用小时数按照 2020 年至 2023 年的平均发电利用小时数对未来年度进行预测；（5）补贴利用小时数根据预测的未来年度发电利用小时数，按照补贴政策对补贴利用小时数进行预测；（6）厂用电及线路损耗率按照 2021 年至 2024 年 1-7 月的平均厂用电及线路损耗率对未来年度进行预测；（7）储能电站评估预测销售收入包括电能交易收入（放电）以及辅助服务的调峰收入，电能交易收入的放电量按照历史年度放电量平均水平进行预测，调峰收入的调峰量按照历史年度放电量平均水平进行预测，调峰单价根据《宁夏电力辅助服务市场运营规则》相关规定预测；（8）电投新能源营业成本主要包括人工成本费用、日常维修费及材料费等，评估预测 2028 年后不再考虑人工成本增长；（9）评估假设电投新能源的主要光伏发电设备、风力发电设备、储能电站设备在剩余使用寿命年限内持续使用只做简单维护，不发生重大改良、重置，未来预测期内不考虑主要固定资产的更新支出；（10）在评估基准日，对电投新能源账面货币资金 12,870.66 万元，评估时考虑最低保障现金需求后，将剩余部分作为溢余资金加回；截止报告期末，电投新能源货币资金余额中 1,000.00 万元已被司法冻结，涉及与华仪风能债务；（11）本次评估选择嘉泽新能、立新能源、浙江新能、金开新能、三峡能源 5 家作为同行业可比公司。

请上市公司补充披露：（1）预测期各项目基础电价、补贴电价的预测情况及测算过程，并结合近年来基础电价、补贴电价、市场化交易电价相关政策规定，电投新能源各项目报告期各期电价变化趋势，宁夏回族自治区电力市场供需情况，说明对电价的预测依据是否充分、谨慎、合理，假设未来上网电价与评估基

准日执行的有效上网电价不发生重大变化是否谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述电价的变动对评估结果的影响程度；（2）预测期各项目保障性收购基础电量、市场化交易电量的预测情况及测算过程，并结合全国、宁夏回族自治区电力市场发展趋势及相关政策文件要求，说明按照 2024 年 1-7 月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来进行预测且未来年度不变的针对性假设是否谨慎、合理，对上网电量的预测依据是否充分、谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述电量的变动对评估结果的影响程度；（3）预测期各项目发电利用小时数的预测情况及测算过程，结合报告期各期实际情况及变化趋势，说明对发电利用小时数的预测依据是否充分、谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述发电利用小时数的变动对评估结果的影响程度；（4）预测期各项目补贴利用小时数的预测情况及测算过程，结合相关补贴政策要求、各项目已利用小时数及生命周期、报告期各期实际情况及变化趋势，说明对补贴利用小时数的预测依据是否充分、谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述补贴利用小时数的变动对评估结果的影响程度；（5）预测期各项目厂用电及线路损耗率的预测情况及测算过程，结合各项目机器设备运营情况、历史检修情况，说明损耗率的预测依据是否充分、谨慎、合理；（6）预测期储能电站电能交易中放电量、调峰量、电价的预测情况及测算过程，结合报告期各期变化趋势、调峰单价规定的期限及变化风险、市场化交易电价与前述风光电预测情况是否匹配，说明储能业务收入的预测依据是否充分、谨慎、合理；（7）对人工成本的具体测算情况及测算过程，并结合历史期人工费用变化情况、未来产能规划、人均产出及工资标准变化趋势等，说明预测 2028 年后人工成本不再增长的谨慎性、合理性；（8）结合历史期各电站主要设备迭代更新情况、技术发展情况、同行业公司设备更新情况，说明不考虑固定资产更新支出的谨慎性、合理性；（9）对税费的具体预测情况及测算过程，适用“三免三减半”政策的电站税费及执行期限情况；（10）折现率确定的具体过程，债务资本成本与电投新能源的债务成本是否存在明显差异，折现率预测的谨慎性、合理性；（11）结合货币资金司法冻结情况、华仪风能对电投新能源享有债权情况，相关案件进展，说明溢余资产预测的谨慎性、合理性；（12）结合可比公司的经营区域、业务模式、收入结构、收入规模等情况，说明可比公司选取标准是否客观、全面、公正；（13）是否存在可能影响评估结

果的期后事项，如是，请说明具体情况。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充披露

（一）预测期各项目基础电价、补贴电价的预测情况及测算过程，并结合近年来基础电价、补贴电价、市场化交易电价相关政策规定，电投新能源各项目报告期各期电价变化趋势，宁夏回族自治区电力市场供需情况，说明对电价的预测依据是否充分、谨慎、合理，假设未来上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化是否谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述电价的变动对评估结果的影响程度；

1、预测期各项目基础电价、补贴电价的预测情况及测算过程

本次评估对于发电销售收入的基本测算公式为：

年发电销售收入=年上网电量×[基础电价均价（不含税）+补贴电价（不含税）]；

其中：年上网电量=装机容量×发电利用小时数×（1-厂用电及线路损耗率），
年上网电量=保障性收购基础电量+市场化交易电量。

基础电价均价=（保障收购价×保障性收购基础电量占总上网电量的比例+市场化交易均价×市场化交易电量占总上网电量的比例）×[1-辅助服务费用及考核费用（权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用等）占电价的比例]

补贴电价为各个电站根据相关补贴政策适用的补贴电价。

补贴利用小时=年上网电量/装机容量。

上述公式的各参数预测过程详见本题第（一）至（五）小问相关回复内容。

（1）基础电价均价

基础电价均价=（保障性收购均价×保障性收购基础电量占总上网电量的比例+市场化交易均价×市场化交易电量占总上网电量的比例）×[1-辅助服务费用

及考核费用（权益凭证类交易及容量、分摊、补偿费用等）占电价的比例]

1) 保障收购价（基础上网标杆电价）

根据《宁夏回族自治区物价局关于电价调整有关事项的通知》（宁价商发[2016]3号）《宁夏回族自治区深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》及自治区各年度发布的《宁夏优先发电优先购电计划的通知》，燃煤发电标杆上网电价为0.2595元/千瓦时（含税），可再生能源发电项目基准价为宁夏燃煤发电标杆上网电价，优先发电部分电量全部执行基准（批复）电价。因此确定未来年度电投新能源各光伏电站及风电站的保障收购价（基础上网标杆电价）为**259.50元/兆瓦时**（含税）。

2) 市场化交易均价

本次评估是在依据电投新能源光伏电站、风力发电站市场环境和政策因素，分析企业历史年度市场化交易均价趋势，参照历史年度市场化交易均价水平，考虑目前的趋势，按照2024年1-7月各电站的市场化交易电价均价对未来年度市场化交易均价进行预测。

3) 保障性收购基础电量占总上网电量的比例

保障性收购基础电量由宁夏回族自治区发改委于每年年初下发的优先发电计划的通知决定，对于保障性收购基础电量的预测是通过分析历史年度保障性收购基础电量的数量及变化趋势，结合企业目前的实际情况，本次按照2024年1-7月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来保障性收购基础电量占总上网电量的比例进行预测。

预测期内，电投新能源各项目的电价均价预测情况如下：

单位：元/兆瓦时

电站名称	2024年8-12月	2025年	2026年	2027年	最后一年
太阳山光伏电站一期	168.26	168.26	168.26	168.26	168.26
太阳山光伏电站二期	162.06	162.06	162.06	162.06	162.06
太阳山光伏电站三期	165.15	165.15	165.15	165.15	165.15
太阳山风电场一期	207.02	207.02	207.02	207.02	207.02
太阳山风电场二期	212.28	212.28	212.28	212.28	212.28

电站名称	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年	最后一年
太阳山风电场三四期	212.89	212.89	212.89	212.89	212.89
太阳山风电场五六期	218.25	218.25	218.25	218.25	218.25
灵武风电场	188.43	188.43	188.43	188.43	188.43
中卫复合光伏项目	166.92	166.92	166.92	166.92	166.92
宁东复合光伏项目	155.70	155.70	155.70	155.70	155.70

注：电投新能源各项目最后一年系基于各项目运行期进行测算，例如太阳山光伏电站一期运行期为 2010 年 6 月至 2030 年 6 月，最后一年即 2030 年。

（2）补贴电价

根据 2020 年 9 月 29 日，财政部、国家发改委、国家能源局联合颁布《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），一个项目在运营期间，其合理利用小时数以内电量，可全部享受补贴，超过小时数的电量，结算基准电价，并核发绿证参与交易。纳入可再生能源发电补贴清单的风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，均不再享受中央财政补贴资金。补贴标准=（可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。补贴电价在标的公司各个新能源电站并网发电时确定后，全生命周期内（合理利用小时数以内或者最长 20 年孰短原则）保持不变。

根据国家发改委《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格[2021]833 号），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和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。

本次评估预测采用的补贴电价即按上述规定执行，各预测期补贴电价保持不变，预测期补贴电价（不含税）如下：

单位：元/兆瓦时

电站名称	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年	最后一年
太阳山光伏电站一期	788.05	788.05	788.05	788.05	788.05
太阳山光伏电站二期	655.31	655.31	655.31	655.31	655.31
太阳山光伏电站三期	11.24	11.24	11.24	11.24	11.24
太阳山风电场一期	283.63	283.63	283.63	283.63	283.63

电站名称	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年	最后一年
太阳山风电场二期	283.63	283.63	283.63	283.63	283.63
太阳山风电场三四期	265.93	265.93	265.93	265.93	265.93
太阳山风电场五六期	248.23	248.23	248.23	248.23	248.23
灵武风电场	283.63	283.63	283.63	283.63	283.63
中卫复合光伏项目	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
宁东复合光伏项目	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

注：中卫复合光伏项目、宁东复合光伏项目为平价上网项目，因此无补贴。

2、结合近年来基础电价、补贴电价、市场化交易电价相关政策规定，电投新能源各项目报告期各期电价变化趋势，宁夏回族自治区电力市场供需情况，说明对电价的预测依据是否充分、谨慎、合理，假设未来上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化是否谨慎、合理

（1）报告期及预测期的基础电价情况

报告期及预测期内，标的公司各电站基础电价均价的数据如下：

单位：元/兆瓦时

电站名称	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月	预测期
太阳山光伏电站一期	232.11	171.11	168.26	119.92	168.26
太阳山光伏电站二期	224.51	170.13	162.06	119.40	162.06
太阳山光伏电站三期	240.01	180.97	165.15	140.65	165.15
太阳山风电场一期	225.24	188.74	189.73	223.50	207.02
太阳山风电场二期	230.10	199.19	212.28	218.77	212.28
太阳山风电场三四期	228.95	192.51	212.89	234.68	212.89
太阳山风电场五六期	226.20	199.08	218.25	238.28	218.25
灵武风电场	217.77	183.88	188.43	195.15	188.43
中卫复合光伏项目	-	210.14	166.92	113.31	166.92
宁东复合光伏项目	-	208.39	155.70	113.36	155.70

注：中卫复合光伏项目 2023 年 12 月开始正式发电，宁东复合光伏项目 2023 年 5 月开始正式发电。

太阳山风电场一期由于 2024 年 3-4 月国网侧设备停运检修导致发电量数据异常，使得最近一期基础电价相对较低，因此剔除发电量异常的两个数据，调整后按 207.02 元/兆瓦时预测。上述各电站除太阳山风电场一期以外，其余电站

均基于 2024 年 1-7 月实际的基础电价均价进行预测。

2024 年 8-12 月，标的公司各风电场基础电价符合预期情况，光伏电站受宁夏 2024 年下半年天气影响，平均辐射度不及预期，导致发电量不及预期，在国网少发电量扣费、辅助服务扣费和两个细则考核扣费因素影响下，平均上网基础电价有所下降。

报告期内，标的公司各风电站 2023 年上网基础电价较 2022 年有所下降，2024 年 1-7 月较 2023 年度保持平稳或有所回升，各光伏电站报告期内基础电价均价总体呈下降趋势且 2023 年下滑幅度相对较大，主要原因如下：

1) 分时电价政策下，峰谷价差拉大

自 2021 年国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》《关于开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》以来，全国 33 个省级电网均已发布分时电价政策，实施峰谷电价。

2022-2025 年宁夏电价政策情况及变化趋势情况如下：

根据宁夏发改委 2021 年底发布的《自治区发展改革委关于做好 2022 年电力交易有关工作的通知》，“用户与新能源企业交易采用集中竞价方式，以统一边际价格出清。…。 新能源企业与用户集中竞价交易申报价格原则上均不超过基准电价。”

根据宁夏发改委 2022 年底发布的《自治区发展改革委关于做好 2023 年电力中长期交易有关事项的通知》，“新能源与用户平段交易价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的 120%，谷段交易申报价格不超过平段价格的 80%。……峰时段：7:00—9:00，17:00—23:00；谷时段：9:00—17:00；平时段：0:00—7:00，23:00—0:00。”

根据宁夏发改委 2023 年底发布的《自治区发展改革委关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》，“为促进光伏产业健康发展，综合考虑光伏投资成本回收，并进一步拉大峰谷价差，新能源价格浮动比例提升至 30%，即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价，峰段交易申报价格不低于平段价格的 130%，谷段交易申报价格不超过平段价格的 70%。新能源峰段价格上浮比例

不高于谷段价格下浮比例……峰时段：7:00—9:00, 17:00—23:00; 谷时段：9:00—17:00; 平时段：0:00—7:00, 23:00—0:00。”

根据宁夏发改委 2024 年底发布的《自治区发展改革委关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项的通知》, “在前期中长期分时段连续运营基础上, 继续优化分时段价格机制... 新能源价格浮动比例暂定为 30%, 即用户与新能源平段交易申报价格不超过基准电价, 峰段交易申报价格不低于平段价格的 130%, 且不超过基准电价的 150%, 谷段交易申报价格不超过平段价格的 70%。新能源峰段价格上浮比例不高于谷段价格下浮比例。……峰时段：7:00—9:00, 17:00—23:00; 谷时段：9:00—17:00; 平时段：0:00—7:00, 23:00—0:00。”

2023 年以来, 宁夏开始执行峰谷平段电价政策。根据宁夏地区《关于核定 2023 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》《关于做好 2023 年电力中长期交易有关事项的通知》, 每日 9:00-17:00 被划分为谷时段, 每日 7:00-9:00/17:00-23:00 被划分为峰时段, 每日 0:00-7:00/23:00-0:00 被划分为平时段, 新能源发电的谷段交易价格不超过平段价格(即燃煤标杆基准电价)的 80%, 峰段交易申报价格不低于平段价格的 120%。

根据宁夏地区《关于核定 2024 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》和《关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》, 新能源发电的谷段交易价格调整为不超过平段价格(即燃煤标杆基准电价)的 70%, 峰段交易申报价格调整为不低于平段价格的 130%, 峰谷段价差进一步拉大。根据宁夏地区《关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》和《关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项的通知》, 新能源发电的峰谷价差政策与 2024 年保持一致, 仍为 30%的价格浮动比例。

根据光伏发电曲线特点, 光伏发电时间主要集中在谷时段(9:00-17:00), 在峰谷价差逐渐拉大的政策背景下, 报告期内光伏基础电价整体呈下降趋势。风电方面, 虽然风力发电平谷峰段电价政策影响较小, 但 2023 年度电投新能源风电站因峰/平段欠发电量较多, 导致欠发扣费金额增加, 各风电站平均结算单价下降。2024 年 1-7 月, 电投新能源适当调整了峰/平段合约电量以尽量减少欠发扣费金额, 各风电站平均结算电价有所回升。

2) 市场供需影响

供给侧方面，宁夏地区新能源发电项目主要位于吴忠市、中卫市、灵武市、石嘴山市等地区，新能源发电项目投资企业主要包括“五大六小”发电集团及宁夏电投、宝丰能源、银星能源等宁夏地方企业。根据《宁夏新能源发展报告(2023)》，截至2023年年底，宁夏新能源发电装机规模为3,617.6万千瓦，占全区发电总装机容量的52%，2023年新增新能源装机规模占总新增电力装机规模的98.67%，风电是除煤电以外的第一大发电量主体，光伏是发电量增速最快的电源。

需求侧方面，2023年宁夏全社会电力消费量达到1,387亿千瓦时，相比2022年全年增长约11.0%。2023年宁夏总发电量2,311亿千瓦时，其中区内自用发电量1,435亿千瓦时，外送发电量876亿千瓦时。2023年，宁夏与上海达成长期友好省间绿电合作模式，与湖北、四川、重庆等购电省份达成新能源购电协议，区外电量需求成为宁夏电力市场的重要市场需求。

2024年6月，国家能源局印发《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》，科学优化新能源利用率目标，以适应新形势下新能源高质量发展需要，同时进一步强化新能源利用率目标管理和执行，统筹新能源发展和系统消纳能力提升。2024年6月，宁夏发改委发布《自治区发展改革委关于做好新能源消纳工作的通知》，提出结合我区新能源发展、系统承载力、系统经济性等因素，在充分与区内新能源企业沟通研究基础上，按照“全网统筹、保量稳率”原则，确定我区新能源利用率下限为90%。

综上，报告期内电投新能源风电基础电价均价变动相对稳定，最近一期属于历史价格波动合理范围内，光伏基础电价均价由于政策因素导致价格呈现下降趋势，**2025年宁夏地区新能源分时电价政策相比2024年未发生重大不利变化，基础电价政策相对稳定，预测的基础电价基于2024年1-7月情况计算具有合理性**，最近一期其价格适用最新政策规定且据此测算更具谨慎性，长期而言，宁夏地区作为我国新能源综合示范区，新能源利用率连续五年超过97%。2024年1-11月，宁夏风电和光伏发电利用率分别为97.5%和95.4%，属于较高水平，且宁夏的新能源消纳政策保障了新能源最低发电量上网水平，并通过跨区域合作积极外送电量，宁夏电力市场整体具备较强的新能源消纳能力。因此，假设未来上网电价与

评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化具有谨慎性及合理性。

3) 报告期内基础电价季节性变化情况，与 2024 年是否有显著差异，如是，说明未结合 2024 年 8-12 月电价调整预测电价的合理性

2022 年-2024 年，电投新能源各电站分季度基础电价情况如下：

单位：元/兆瓦时

电站名称	2022 年度				2023 年度				2024 年度			
	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度
太阳山光伏电站一期	193.60	224.87	249.95	243.10	182.97	230.42	120.33	199.12	152.71	184.41	151.96	99.57
太阳山光伏电站二期	188.06	220.70	234.07	228.29	179.87	230.42	121.94	202.91	147.77	177.94	151.55	94.13
太阳山光伏电站三期	214.78	251.90	237.32	237.22	186.63	231.92	129.43	218.47	145.91	184.38	151.99	131.38
太阳山风电场一期	203.53	221.49	232.98	221.75	225.87	219.95	148.74	207.88	157.27	197.12	232.67	219.21
太阳山风电场二期	207.12	224.78	244.04	228.82	228.76	225.68	175.94	218.88	215.66	213.73	216.14	215.58
太阳山风电场三四期	207.13	222.79	240.89	230.02	228.59	220.87	169.06	201.98	208.54	223.25	212.47	241.95
太阳山风电场五六期	191.71	228.21	235.49	235.09	207.82	211.12	184.55	235.79	220.97	225.41	213.92	246.64
灵武风电场	200.77	216.43	237.82	183.68	211.14	223.38	144.66	206.86	200.04	200.57	182.46	183.47
中卫复合光伏项目	-	-	-	-	-	-	-	210.14	163.37	173.46	136.05	105.27
宁东复合光伏项目	-	-	-	-	-	238.62	208.83	177.33	174.99	155.91	94.81	135.15

从报告期分季度基础电价数据来看，标的公司光伏电站及风电场的基础电价无显著季节性特征，具体而言，2022 年度光伏电站及风电场下半年基础电价普遍高于上半年，2023 年度光伏电站及风电场第二季度、第四季度基础电价普遍高于第一季度和第三季度。2024 年度风电场各季度基础电价较为接近（且太阳山风电场一期下半年基础电价更高）、2024 年度光伏电站下半年基础电价低于上半年，主要受当年降水量较大、光伏发电量不及预期导致扣费增加的影响，其中 2024 年 8 月-9 月，宁夏地区降雨量较往年偏多，导致光伏平均辐射度不及预期，其中太阳山光伏辐照度为 135.51w/m²，同比降低 71.21w/m²；宁东光伏辐照

度为 $140.75\text{w}/\text{m}^2$ ，同比降低 $60.59\text{w}/\text{m}^2$ 。受天气影响标的公司太阳山、宁东、中卫光伏项目发电量不及预期、欠发电量较多，导致欠发扣费金额增加，各光伏电站平均结算单价下降。

本次置入资产的评估基准日为 2024 年 7 月 31 日，评估报告出具日为 2024 年 10 月 17 日，且电费结算单一般于次月由国网宁夏公司提供，本次以 2024 年 1-7 月电价进行测算已考虑了最新的宁夏地区电价政策变化因素。

就光伏电站而言，2024 年第一季度及第二季度，标的公司各光伏电站基础电价整体低于 2022 年-2023 年历史水平，且下半年电价下降主要受特殊天气因素影响，存在一定的偶发性，历史数据并未显示光伏电站基础电价存在明显的季节性特征，因此采用 2024 年 1-7 月进行预测具备谨慎性和合理性。

就风电场而言，2024 年各季度各电站实际基础电价较为接近，不存在显著的季节性特征，且部分风电场存在下半年电价高于上半年的情况，因此采用 2024 年 1-7 月数据进行预测具备谨慎性和合理性。

4) 关于预测未来电价保持不变及最新政策对电价的影响

2025 年 2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）（以下简称“通知”），总体思路为坚持市场化方向，推动新能源上网电量全面进入市场、上网电价由市场形成。同时，坚持分类施策，区分存量和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制。

根据国家能源局新闻发布会介绍，2023 年 1-12 月，全国电力市场交易电量 5.7 万亿千瓦时，同比增长 7.9%，占全社会用电量比例 61.4%，比上年提高 0.6 个百分点。新能源逐步进入电力市场，市场化交易电量 6,845 亿千瓦时，占新能源总发电量的 47.3%。电力辅助服务机制全年挖掘系统调节能力超 1.17 亿千瓦，年均促进清洁能源增发电量超 1,200 亿千瓦时。

宁夏地区电力市场化交易比例已高于全国平均水平，根据宁夏自治区发改委印发的《自治区发展改革委关于核定 2024 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》《自治区发展改革委关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，

2024 年、2025 年宁夏新能源发电市场化交易比例超过 90%，因此宁夏地区在新能源市场化电力改革方向及进展已与最新政策导向一致，市场化交易比例已领先于全国其他省份。

机制电价方面，通知指出以 2025 年 6 月 1 日为节点，存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产）通过差价结算与现行政策衔接，机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价；增量项目（2025 年 6 月 1 日及以后投产）的机制电价通过市场化竞价确定，原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。其中，存量项目差价结算的核心是“多退少补”，当市场交易价格低于机制电价时，电网企业向新能源企业补足差价；当市场交易价格高于机制电价时，新能源企业需返还超额部分。

机制电量方面，存量项目纳入机制的电量规模由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策，新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年；增量项目每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定，通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。

本次评估中涉及的标的公司项目均为存量项目，通知中对存量项目采用的差价结算方式与宁夏地区现行的保障性收购电价结算政策基本一致，评估中关于保障性收购比例不变的假设也未违反通知中“机制电量比例不得高于上一年”的规则。募投项目未纳入标的公司本次评估范围，增量项目未来的机制电价将根据市场化竞价确定，将受到市场供需结果的影响，增量项目的机制电量将与宁夏现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。

综上，本次通知政策不会对标的公司的盈利能力产生重大不利影响，本次预测假设未来基础电价不变具有合理性。

5) 关于现货市场交易和价格机制对标的公司的影响

2023 年 9 月 15 日，国家发改委、国家能源局联合印发《电力现货市场基本

规则（试行）》（下称“基本规则”），规范了电力现货市场的建设与运营，包括日前、日内和实时电能量交易，以及现货与中长期、辅助服务等方面的统筹衔接。《基本规则》为各省电力现货市场规则制定了范本，有利于电力现货市场在更多省份推广。截至 2024 年底，广东、山西、山东、甘肃、内蒙古共五个省份的电力现货市场已进入常态化运行阶段，但各地进度差异较大。

2025 年 2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），提出“完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。”

在宁夏地区，2019 年 12 月，宁夏发改委印发《宁夏电力现货市场建设方案（征求意见稿）》，并于 2022 年 4 月向国家发改委报送《宁夏电力现货市场建设方案》。2023 年 12 月、2024 年 3 月、2024 年 7 月、2024 年 11 月，宁夏电力现货市场根据自治区发改委制定的《宁夏电力现货市场试运行规则》进行了四次结算试运行。

未来，电力现货市场的正式运行对标的公司可能存在的影响如下：①新能源发电边际成本低，市场化电价由供需关系和边际定价机组的成本共同影响，随着宁夏地区新能源发电量占比及入市比例越来越高，在午间日照强度高时，光伏发电时间重叠可能导致现货市场价格在局部时段承压；②电价波动性高，由于在现行的分时电价政策中，自治区发改委历年对新能源峰谷平段的电价上限、下限进行规定，但实施现货交易后，现货价格上限、下限边界更大，市场价格波动性与不确定性将进一步扩大，此外由于极端天气新能源电站发电功率较难长期精准预测，依赖风、光等自然条件的发电电量波动性相对较高，对标的公司在现货报价、报量等交易策略上将提出更高要求；③储能电站参与现货定价政策发生变化，目前宁夏地区储能电站盈利主要依靠调峰收入，储能电站储、放电价均参考燃煤标杆电价，未来现货市场将取消调峰收入，储能电站基于储、放电电价的差额实

现盈利，对标的公司在未来现货市场的价格、时间段判断上也将提出更高要求。

6) 未来标的公司可采取的电价提升措施

标的公司未来可从提高省间外送电力比例、提高预测日融合交易准确性、充分利用电力交易辅助决策系统、提高设备安全稳定运行水平等方面采取措施，提高电价，具体如下：

①提高省间外送交易电力比例，由于省间外送电价通常不低于区内交易电价，未来标的公司可提高省间外送交易市场的开发力度，通过灵绍直流、银东直流、宁电入湘等高压电网渠道将电力输送江浙、上海、山东、湖南等省外市场，并通过签订多年期的交易协议，锁定较高的交易电量和价格。

②提高日融合交易预测准确性，标的公司通过提高发电功率预测准确性，并依据功率预测曲线及时调整交易电量，在高电价时段减少欠发电量、增加超发电量，提高整体交易电价。

③充分利用现货交易辅助系统，2024 年标的公司部署了现货电力交易辅助决策系统，该系统可辅助标的公司分析市场供需、天气等影响电价走势的相关信息，标的公司通过应用辅助决策系统可进一步提高未来现货交易电价。

④提高设备安全稳定运行水平，标的公司根据各场站的停电检修计划，将持续做好合约监督管理工作，避免产生合约欠发电量导致的扣费，尽量减少“两个细则”的考核费用，进而提高结算电价。

7) 未来对保障性收购执行期限的应对措施

根据自治区发改委于 2024 年 12 月发布的《关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，2025 年全区风电优先发电计划 34 亿千瓦时、光伏优先发电计划 26.72 亿千瓦时，根据发改委通知文件附件中风电、光伏项目装机容量测算，2025 年宁夏地区优先发电小时约占风电、光伏项目全年发电利用小时数的 10%-15%。其中，优先发电计划中谷段占比约 50%，机制电价为 259.5 元/兆瓦时（含税），高于谷段区内电力交易电价约 78 元/兆瓦时（含税）；峰段占比约 26%，机制电价通常低于峰段区内电力交易电价约 130 元/兆瓦时（含税）；平段占比约 23%，机制电价通常与平段区内电力交易电价持平。

2025 年度，标的公司被纳入优先计划电量约 117,325MWh，如该部分电量未来不再执行保障性收购政策，该部分电量将全部纳入市场化交易，按现有峰谷平区内电力交易电价测算，对标的公司电费收入影响约为 54 万元。

未来，标的公司将通过区内交易、高电价省间外送、绿电交易等多通道交易主动开拓高电价市场，通过制定合理的电量合约分布提升交易电价。

(2) 报告期及预测期的补贴电价

报告期及预测期内，电投新能源各电站的补贴电价情况如下：

单位：元/兆瓦时

电站名称	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	预测期
太阳山光伏电站一期	788.05	788.05	788.05	788.05
太阳山光伏电站二期	655.31	655.31	655.31	655.31
太阳山光伏电站三期	11.24	11.24	11.24	11.24
太阳山风电场一期	283.63	283.63	283.63	283.63
太阳山风电场二期	283.63	283.63	283.63	283.63
太阳山风电场三四期	265.93	265.93	265.93	265.93
太阳山风电场五六期	248.23	248.23	248.23	248.23
灵武风电场	283.63	283.63	283.63	283.63
中卫复合光伏项目	0.00	0.00	0.00	0.00
宁东复合光伏项目	0.00	0.00	0.00	0.00

根据《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》等相关政策，标的公司各新能源电站的补贴电价在全生命周期内保持不变，本次评估参考历史值进行预测，具有合理性。由于历史期各电站补贴电价如上表所示未发生变化，且基于补贴政策的延续性和稳定性，预测补贴电价不变具有合理性。

(3) 同行业可比交易中的市场化交易电价预测情况

同行业可比交易案例在预测未来各新能源电站市场化交易电价时结合了历史情况，假设市场化交易电价在预测期保持不变，具体如下表所示：

收购方	标的资产	价格预测说明
中船科技	中国海装 100%股份、中船风	新疆海为（光伏项目）：

收购方	标的资产	价格预测说明
	电 88.58%股权、新疆海为 100%股权、洛阳双瑞 44.64% 少数股权、凌久电气 10%少数股权	2019 年-2021 年交易电价年不含税平均单价分别为 0.07 元/千瓦时、0.08 元/千瓦时、0.08 元/千瓦时。根据 2022 年发电能力，结合 2022 年电价变化及结算调整推算 2022 年含税平均单价为 0.137 元/千瓦时。2023 年起延续 2022 年收入预测。预测期电价均不变。 哈密海新能源（风电项目）： 2019 年-2021 年交易电价年不含税平均单价分别为 0.0438 元/千瓦时、0.0797 元/千瓦时、0.0955 元/千瓦时。根据 2022 年发电能力，结合 2022 年电价变化及结算调整推算 2022 年含税平均单价为 0.1301 元/千瓦时。2023 年起延续 2022 年收入预测。预测期电价均不变。
川能动力	川能风电 30%股权、美姑能源 26%股权和盐边能源 5%股权	交易标的标杆电价在预测期保持不变，2023 年以及未来市场化电价预测保持不变。
新筑股份	晟天新能源 51.60%股权	本次按照历史平均综合电价减去可再生能源补贴电价作为未来红原环聚标杆上网电价，预测期标杆上网电价不变。
广宇发展	鲁能新能源 100%股权	未来年度的基础上网标杆电价按照已有年度水平进行预测。 预测销售收入主要考虑电价和上网电量等，对于有市场化交易的地区，如果近两年一期市场化交易占比无明显变化或有明显变化但趋势不一致，按照平均占比进行预测；如果有明显变化且变化趋势一致，因以后年度增减幅度不可知，出于谨慎性原则按照评估基准日的占比进行预测。因此，未来的销售收入已经考虑了相关市场化交易占比变动对评估值的影响。

综上，本次评估已充分考虑宁夏地区电价指导政策对上网电价的影响及宁夏地区新能源电力的长期消纳情况，主要参考 2024 年 1-7 月电价水平预测未来年度基础电价，补贴电价在全生命周期内保持不变，电价的预测依据具有谨慎性和合理性，假设未来上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化具有谨慎性和合理性。

(4) 如对标的公司风电场的预测期的基础电价、保障性收购电量占比等均

参照 2020-2023 年平均值进行调整，对标的公司评估值影响如下：

电站名称	本次评估预测情况		假设按 2020-2023 年平均值测算	
	基础电价 (元/兆瓦时)	保障性收购占比	基础电价 (元/兆瓦时)	保障性电力占比
太阳山风电场一期	207.02	20.39%	200.72	26.73%
太阳山风电场二期	212.28	16.90%	199.94	29.97%
太阳山风电场三四期	212.89	15.20%	202.08	25.14%
太阳山风电场五、六期	218.25	12.01%	203.11	20.57%
灵武风电场	188.43	23.32%	196.51	36.35%
评估值(万元)	107,124.00		102,465.00	

上述参数调整后对标的公司评估值影响金额约 4,659.00 万元，影响比例约 4.35%。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露对各项目基础电价、补贴电价的预测情况及测算过程，具体内容详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（1）销售收入的预测”。

3、敏感性分析

电投新能源上网电价变动与评估值变动的相关性分析如下表：

上网电价变动（元/兆瓦时）	+10	-10
评估值变动比例（%）	10.59	-10.70

由上表可知，标的公司评估值与上网电价存在正相关变动关系，假设除电价变动以外，其他条件不变，当上网电价增加 10 元/兆瓦时，标的公司评估值将增幅 10.59%；上网电价减少 10 元/兆瓦时，电投新能源评估值将减少 10.70%。

上述敏感性测算已在《重组报告书》“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“三、上市公司董事会对本次交易评估事项意见”之“（五）本次交易定价公允性分析”进行披露。

（二）预测期各项目保障性收购基础电量、市场化交易电量的预测情况及测

算过程，并结合全国、宁夏回族自治区电力市场发展趋势及相关政策文件要求，说明按照 2024 年 1-7 月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来进行预测且未来年度不变的针对性假设是否谨慎、合理，对上网电量的预测依据是否充分、谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述电量的变动对评估结果的影响程度；

1、预测期各项目保障性收购基础电量、市场化交易电量的预测情况及测算过程

本次评估预测中，各项目年上网电量=装机容量×发电利用小时数×（1-厂用电及线路损耗率），年上网电量由保障性收购基础电量及市场化交易电量两部分构成，其中保障性收购基础电量由宁夏回族自治区发改委于每年年初或上一年年末下发的优先发电计划的通知决定。

本次评估预测中，对于各新能源电站未来保障性收购基础电量的预测是参考历史年度保障性收购基础电量的数量及变化趋势后，结合企业目前的实际情况，采用 2024 年 1-7 月保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来年度的保障性收购比例进行预测且假设未来年度该比例保持不变。

2024 年 8-12 月，标的公司各风电场上网电量均符合或超过预期情况，光伏电站主要受天气影响，2024 年 8 月底宁夏回族自治区气象台发布暴雨地质灾害橙色预警和红色预警，2024 年 9 月宁夏地区降雨量较往年偏多，导致光伏平均辐射度不及预期，其中太阳山光伏辐照度为 135.51w/m^2 ，同比降低 71.21w/m^2 ，宁东光伏辐照度为 140.75w/m^2 ，同比降低 60.59w/m^2 。

电投新能源预测期结算电量及保障性收购基础电量、市场化交易电量占比数据如下：

单位：兆瓦、小时、%、兆瓦时

电站名称	项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（实际）	2024 年 8-12 月（预测）	2025 年	2026 年	2027 年
太阳山光伏电站一期	容量	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
	发电利用小时	1,538.80	1,427.99	850.39	517.94	679.77	1,522.51	1,514.90	1,507.33
	厂用电及线损率	3.34	3.16	3.64	3.82	3.42	3.42	3.42	3.42
	上网电量	14,873.85	13,828.96	8,194.04	4,981.70	6,565.14	14,704.24	14,630.72	14,557.57
	保障性收购电量占比	15.40%	12.80%	11.37%	13.35%	11.37%	11.37%	11.37%	11.37%
	市场交易电量占比	84.60%	87.20%	88.63%	86.65%	88.63%	88.63%	88.63%	88.63%
太阳山光伏电站二期	容量	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	发电利用小时	1,410.40	1,368.97	835.73	507.17	557.09	1,385.85	1,378.92	1,372.03
	厂用电及线损率	3.10	2.96	2.96	2.66	3.07	3.07	3.07	3.07
	上网电量	27,332.82	26,568.32	16,219.30	9,874.12	10,799.70	26,866.13	26,731.80	26,598.14
	保障性收购电量占比	16.76%	13.32%	11.48%	13.47%	11.48%	11.48%	11.48%	11.48%
	市场交易电量占比	83.24%	86.68%	88.52%	86.53%	88.52%	88.52%	88.52%	88.52%
太阳山光伏电站三期	容量	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	发电利用小时	1,687.86	1,769.22	1,006.62	573.52	699.37	1,697.46	1,688.97	1,680.52
	厂用电及线损率	4.19	2.78	2.45	2.44	3.43	3.43	3.43	3.43
	上网电量	161,713.29	172,004.80	98,190.40	55,950.40	67,536.99	163,920.25	163,100.65	162,285.14
	保障性收购电量占比	14.53%	10.33%	9.49%	11.89%	9.49%	9.49%	9.49%	9.49%

电站名称	项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（实际）	2024 年 8-12 月（预测）	2025 年	2026 年	2027 年
	市场交易电量占比	85.47%	89.67%	90.51%	88.11%	90.51%	90.51%	90.51%	90.51%
太阳山风电场一期	容量	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50
	发电利用小时	1,623.65	1,762.60	596.19	735.01	646.50	1,692.69	1,692.69	1,692.69
	厂用电及线损率	7.48	7.25	8.14	7.28	7.44	7.44	7.44	7.44
	上网电量	74,362.80	80,920.05	27,109.28	33,735.09	29,620.88	77,554.76	77,554.76	77,554.76
	保障性收购电量占比	20.76%	14.82%	23.79%	13.67%	20.39%	20.39%	20.39%	20.39%
	市场交易电量占比	79.24%	85.18%	76.21%	86.33%	79.61%	79.61%	79.61%	79.61%
太阳山风电场二期	容量	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50
	发电利用小时	1,455.10	1,680.13	828.25	718.23	616.54	1,564.79	1,564.79	1,564.79
	厂用电及线损率	6.83	5.92	6.89	6.34	6.77	6.77	6.77	6.77
	上网电量	67,106.97	78,240.93	38,171.98	33,296.91	28,453.06	72,214.57	72,214.57	72,214.57
	保障性收购电量占比	23.08%	15.39%	16.90%	13.84%	16.90%	16.90%	16.90%	16.90%
	市场交易电量占比	76.92%	84.61%	83.10%	86.16%	83.10%	83.10%	83.10%	83.10%
太阳山风电场三四期	容量	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	发电利用小时	1,720.30	1,957.52	924.41	808.06	752.15	1,866.56	1,866.56	1,866.56
	厂用电及线损率	7.36	6.89	7.22	7.39	7.06	7.06	7.06	7.06
	上网电量	159,374.16	182,261.07	85,769.42	74,837.49	69,901.42	173,470.32	173,470.32	173,470.32
	保障性收购电量占比	19.63%	13.35%	15.20%	12.44%	15.20%	15.20%	15.20%	15.20%

电站名称	项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（实际）	2024 年 8-12 月（预测）	2025 年	2026 年	2027 年
	市场交易电量占比	80.37%	86.65%	84.80%	87.56%	84.80%	84.80%	84.80%	84.80%
太阳山风电场五六期	容量	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	发电利用小时	2,132.72	2,323.61	1,134.40	1,016.60	885.81	2,250.21	2,250.21	2,250.21
	厂用电及线损率	3.72	3.95	4.39	4.25	3.95	3.95	3.95	3.95
	上网电量	205,342.72	223,192.64	108,465.28	97,338.56	85,083.19	216,135.22	216,135.22	216,135.22
	保障性收购电量占比	15.29%	10.93%	12.01%	9.56%	12.01%	12.01%	12.01%	12.01%
	市场交易电量占比	84.71%	89.07%	87.99%	90.44%	87.99%	87.99%	87.99%	87.99%
灵武风电场	容量	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50	49.50
	发电利用小时	1,143.02	1,350.60	614.06	506.73	477.93	1,291.99	1,291.99	1,291.99
	厂用电及线损率	8.70	8.05	9.01	8.33	8.45	8.45	8.45	8.45
	上网电量	51,658.05	61,474.57	27,656.57	22,994.44	21,658.88	58,550.85	58,550.85	58,550.85
	保障性收购电量占比	29.89%	19.42%	23.32%	20.05%	23.32%	23.32%	23.32%	23.32%
	市场交易电量占比	70.11%	80.58%	76.68%	79.95%	76.68%	76.68%	76.68%	76.68%
中卫复合光伏项目	容量	-	80.20	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
	发电利用小时	-	0.70	775.16	662.64	924.84	1,691.50	1,683.04	1,674.63
	厂用电及线损率	-	0.82	1.91	2.12	1.91	1.91	1.91	1.91
	上网电量	-	55.00	76,037.50	64,857.75	90,719.66	165,923.08	165,093.46	164,268.00
	保障性收购电量占比	-	0.00%	3.11%	10.32%	3.11%	3.11%	3.11%	3.11%

电站名称	项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（实际）	2024 年 8-12 月（预测）	2025 年	2026 年	2027 年
	市场交易电量占比	-	100.00%	96.89%	89.68%	96.89%	96.89%	96.89%	96.89%
宁东复合光伏项目	容量	-	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
	发电利用小时	-	877.33	947.14	516.61	752.86	1,691.50	1,683.04	1,674.63
	厂用电及线损率	-	6.18	6.21	6.19	6.21	6.21	6.21	6.21
	上网电量	-	164,622.97	177,659.94	96,929.86	141,217.50	317,283.04	315,696.63	314,118.15
	保障性收购电量占比	-	9.09%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	市场交易电量占比	-	90.91%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
合计	上网电量	761,764.64	1,003,169.36	663,473.71	494,796.32	551,556.41	1,286,622.47	1,283,178.99	1,279,752.72
	保障性收购电量占比	18.30%	12.24%	9.03%	9.66%	9.03%	9.03%	9.03%	9.03%
	市场交易电量占比	81.70%	87.76%	90.97%	90.34%	90.97%	90.97%	90.97%	90.97%

注：太阳山风电场一期由于 2024 年 3-4 月国网侧设备停运检修导致发电量数据异常，评估计算时剔除了未发电的异常时段。

2、结合全国、宁夏回族自治区电力市场发展趋势及相关政策文件要求，说明按照 2024 年 1-7 月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来进行预测且未来年度不变的针对性假设是否谨慎、合理。

(1) 全国、宁夏自治区电力市场行业政策情况

根据由国家能源局统筹、中国电力企业联合会等多家单位共同编制的《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，2023 年，全国新能源市场化交易电量达 6,845 亿千瓦时，占全部新能源发电的 47.3%，部分大型发电企业新能源参与市场比例已超过 50%。根据规划，到 2025 年，初步建成全国统一电力市场，电力市场顶层设计基本完善，实现全国基础性交易规则和技术标准基本规范统一，到 2029 年，全面建成全国统一电力市场，推动市场基础制度规则统一、市场监管公平统一、市场设施高标准联通。

宁夏地区政策详见本回复之“问题六 关于标的资产的业务与收入”之“(五) 宁夏回族自治区政府关于保障性收购、市场化电力交易相关政策文件，报告期各期电投新能源各电站保障性收购电量、电价及补贴情况，市场化交易电量、电价及其变化趋势，评估时是否充分考虑”相关内容。

(2) 报告期内优先发购电交易及市场化交易电量的占比情况

报告期内，电投新能源各电站优先发购电交易及市场化交易电量的占比情况如下：

单位：兆瓦时

电站名称	电量情况	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
太阳山光伏电站一期	上网电量	8,194.04	13,828.96	14,873.85
	保障性收购电量占比	11.37%	12.80%	15.40%
	市场交易电量占比	88.63%	87.20%	84.60%
太阳山光伏电站二期	上网电量	16,219.30	26,568.32	27,332.82
	保障性收购电量占比	11.48%	13.32%	16.76%
	市场交易电量占比	88.52%	86.68%	83.24%
太阳山光伏电站三期	上网电量	98,190.40	172,004.80	161,713.29
	保障性收购电量占比	9.49%	10.33%	14.53%
	市场交易电量占比	90.51%	89.67%	85.47%
太阳山风电场	上网电量	27,109.28	80,920.05	74,362.80

电站名称	电量情况	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
一期	保障性收购电量占比	23.79%	14.82%	20.76%
	市场交易电量占比	76.21%	85.18%	79.24%
太阳山风电场二期	上网电量	38,171.98	78,240.93	67,106.97
	保障性收购电量占比	16.90%	15.39%	23.08%
	市场交易电量占比	83.10%	84.61%	76.92%
太阳山风电场三、四期	上网电量	85,769.42	182,261.07	159,374.16
	保障性收购电量占比	15.20%	13.35%	19.63%
	市场交易电量占比	84.80%	86.65%	80.37%
太阳山风电场五、六期	上网电量	108,465.28	223,192.64	205,342.72
	保障性收购电量占比	12.01%	10.93%	15.29%
	市场交易电量占比	87.99%	89.07%	84.71%
灵武风电场	上网电量	27,656.57	61,474.57	51,658.05
	保障性收购电量占比	23.32%	19.42%	29.89%
	市场交易电量占比	76.68%	80.58%	70.11%
中卫复合光伏项目	上网电量	76,037.50	55.00	-
	保障性收购电量占比	3.11%	0.00%	-
	市场交易电量占比	96.89%	100.00%	-
宁东复合光伏项目	上网电量	177,659.94	164,622.97	-
	保障性收购电量占比	0.00%	9.09%	-
	市场交易电量占比	100.00%	90.91%	-
合计	上网电量	663,473.71	1,003,169.36	761,764.64
	保障性收购电量占比	9.03%	12.24%	18.30%
	市场交易电量占比	90.97%	87.76%	81.70%

报告期内，中卫复合光伏项目、宁东复合光伏项目等新建的光伏项目市场化交易电量占比高或为全市场化交易，且在 2023 年-2024 年陆续并网运营，因此报告期内电投新能源整体市场交易占比呈上升趋势，最近一期其市场交易占比达到 90.97%，市场化程度较高，本次评估预测中关于未来各电站的保障性收购比例也基于了上述变化趋势并主要参考了各电站 2024 年 1-7 月的实际情况。

2022 年-2024 年，标的公司各项目的实际保障性收购电量占比情况及预测值如下：

电站	2022 年	2023 年	2024 年	2024 年预测
太阳山光伏电站一期	15.40%	12.80%	12.12%	11.37%
太阳山光伏电站二期	16.76%	13.32%	12.23%	11.48%
太阳山光伏电站三期	14.53%	10.33%	10.36%	9.49%
太阳山风电场一期	20.76%	14.82%	18.18%	20.39%
太阳山风电场二期	23.08%	15.39%	15.47%	16.90%
太阳山风电场三四期	19.63%	13.35%	13.91%	15.20%
太阳山风电场五六期	15.29%	10.93%	10.85%	12.01%
灵武风电场	29.89%	19.42%	21.84%	23.32%
中卫复合光伏项目	—	—	6.43%	3.11%
宁东复合光伏项目	—	9.09%	—	—
合计	18.30%	12.24%	9.30%	9.03%

根据上表，2024 年标的公司各光伏电站中，太阳山光伏电站一期、二期、三期及中卫复合光伏项目由于 2024 年实际上网电量低于预期，因此实际保障性收购电量占比略高于预测值，宁东复合光伏项目未来无保障性收购电量，因此 2024 年实际保障性收购电量及预测值均为 0；2024 年标的公司各风电场实际保障性收购电量占比略低于预测值，其占比的波动主要受当年实际发电量波动的影响。

2023 年，受宁夏地区新能源优先发电计划总量下降影响，标的公司保障性收购电量及占总发电量比例也有所下降。2024 年，标的公司取得的保障性收购电量未显著下降，但由于新增宁东复合光伏项目无保障性收购电量，中卫复合光伏项目保障性收购电量占比较低，导致标的公司整体保障性收购电量占比下降。2025 年，标的公司新能源电站被纳入优先发电计划电量较 2024 年有所上升。

综上，本次评估预测时已考虑报告期内保障性收购比例的变化趋势，采用最近一期（即 2024 年 1-7 月）保障性收购占比进行预测，2024 年标的公司实际保障性收购电量占比与预测情况不存在重大差异，具备合理性。

综上，标的公司 2024 年 1-7 月的市场化交易电量占比约为 90%，根据已公告的 2025 年优先发电计划政策测算，标的公司未来市场化交易电量占比较为稳定，按照 2024 年 1-7 月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来进行预测且未来年度不变的针对性假设具备谨慎性和合理性，上网电量的预测依据具有

充分性、谨慎性、合理性。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露对各项目保障性收购基础电量、市场化交易电量的预测情况及测算过程，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（1）销售收入的预测”。

3、敏感性分析

电投新能源上网电量变动与评估值变动的相关性分析如下表：

上网电量变动（%）	+1	-1
估值变动比例（%）	2.73	-2.74

由上表可知，标的公司评估值与上网电量存在正相关变动关系，假设除上网电量变动以外，其他条件不变，当上网电量增加 1%，标的公司评估价值将增加 2.73%；上网电量减少 1%，标的公司评估价值将减少 2.74%。

上述敏感性测算已在《重组报告书》“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“三、上市公司董事会对本次交易评估事项意见”之“（五）本次交易定价公允性分析”进行披露。

（三）预测期各项目发电利用小时数的预测情况及测算过程，结合报告期各期实际情况及变化趋势，说明对发电利用小时数的预测依据是否充分、谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述发电利用小时数的变动对评估结果的影响程度；

1、预测期各项目发电利用小时数的预测情况及测算过程，结合报告期各期实际情况及变化趋势，说明对发电利用小时数的预测依据是否充分、谨慎、合理

报告期内及预测期，电投新能源实际发电利用小时及预测期发电利用小时数据如下：

单位：小时

项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年
太阳山光伏电站一期	1,538.80	1,427.99	850.39	679.77	1,522.51	1,514.90	1,507.33
太阳山光伏电站二期	1,410.40	1,368.97	835.73	557.09	1,385.85	1,378.92	1,372.03
太阳山光伏电站三期	1,687.86	1,769.22	1,006.62	699.37	1,697.46	1,688.97	1,680.52
太阳山风电场一期	1,623.65	1,762.60	596.19	646.50	1,692.69	1,692.69	1,692.69
太阳山风电场二期	1,455.10	1,680.13	828.25	616.54	1,564.79	1,564.79	1,564.79
太阳山风电场三四期	1,720.30	1,957.52	924.41	752.15	1,866.56	1,866.56	1,866.56
太阳山风电场五六期	2,132.72	2,323.61	1,134.40	885.81	2,250.21	2,250.21	2,250.21
灵武风电场	1,143.02	1,350.60	614.06	477.93	1,291.99	1,291.99	1,291.99
中卫复合光伏项目	-	0.70	775.16	924.84	1,691.50	1,683.04	1,674.63
宁东复合光伏项目	-	877.33	947.14	752.86	1,691.50	1,683.04	1,674.63

注：中卫复合光伏项目 2023 年 12 月底开始正式发电，宁东复合光伏项目 2023 年 5 月开始试运行，因此 2023 年度中卫、宁东复合光伏项目发电利用小时数较低；测算太阳山风电场一期 2024 年 8-12 月数据时，剔除了其 2024 年 3-4 月发电量异常的两个月数据。

标的公司各电站历史期发电利用小时存在小幅波动，主要受当年风光资源情况及电网消纳能力的影响，长周期来看较为稳定，本次对发电利用小时的评估预测取值主要参考标的公司 2020-2023 年度历史情况。

光伏项目方面，除 2023 年新建的宁东、中卫复合光伏电站外，均参照 2021-2023 年各光伏电站的历史年度发电利用小时数平均值且未来年度光伏组件每年存在 0.5%衰减进行预测，因此预测期每年光伏项目的发电利用小时数有所下降，宁东、中卫复合光伏电站投运时间较晚，评估预测主要参考项目可研报告及太阳山光伏电站三期的发电利用小时情况，按 2024 年发电利用小时 1,700 小时且后续每年存在 0.5%光伏组件衰减进行预测。

2021 年-2024 年，标的公司各光伏项目的实际发电利用小时、预测值情况如下：

单位：小时

电站	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2024 年预测
太阳山光伏电站一期	1,623.70	1,538.80	1,427.99	1,368.33	1,530.16
太阳山光伏电站二期	1,399.08	1,410.40	1,368.97	1,342.90	1,392.82
太阳山光伏电站三期	1,660.88	1,687.86	1,769.22	1,580.14	1,705.99
中卫复合光伏项目	-	-	0.70	1,437.80	1,700.00
宁东复合光伏项目	-	-	877.33	1,463.75	1,700.00

2024 年，标的公司各光伏电站实际发电利用小时数普遍低于 2024 年预测值，与 2024 年预测值差异约为 3%-16%，主要原因系 2024 年 8-12 月宁夏地区降雨量较大导致光伏辐射度不足预期，因此 2024 年下半年实际发电量不及预期。2021 年-2023 年剔除光伏组件衰减因素后，各电站实际发电利用小时存在小幅波动但无明显的增减趋势，本次评估参考 2021 年-2023 年历史发电利用小时数水平对太阳山光伏电站一期、二期、三期的发电利用小时数进行预测，参考可研报告中发电利用小时数对中卫、宁东复合光伏项目进行预测具有合理性。

风电项目方面，由于风资源与光资源相比，长周期属性更为显著，因此参照 2020-2023 年各风电场的历史年度发电利用小时数平均水平对未来的发电利用小时数进行预测。因风电机组无衰减率，因此预测期内各风电场每年的发电利用小时数保持不变。

2020 年-2024 年，标的公司各风电项目的实际发电利用小时、预测值情况如下：

单位：小时

电站	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2024 年预测
太阳山风电场一期	1,446.98	1,937.55	1,623.65	1,762.60	1,331.20	1,242.69
太阳山风电场二期	1,397.70	1,726.22	1,455.10	1,680.13	1,546.48	1,444.79
太阳山风电场三四期	1,679.28	2,109.13	1,720.30	1,957.52	1,732.47	1,676.56
太阳山风电场五六期	1,981.35	2,563.18	2,132.72	2,323.61	2,151.00	2,020.21
灵武风电场	1,164.78	1,509.54	1,143.02	1,350.60	1,120.79	1,091.99

2024 年，标的公司风电场的发电利用小时均高于 2024 年预测值，与 2024

年预测值差异在 2%-8%。风电场存在大风年、小风年的长周期波动属性，因此本次评估预测中风电场的发电利用小时数据较光伏电站而言增加了 2020 年（小风年）作为历史年度计算期，具备合理性。

标的公司上网电量=装机容量×发电利用小时数×（1-厂用电及线路损耗率），且装机容量与厂用电及线损率预测期均保持不变，因此 2024 年标的公司各电站的上网电量完成情况、报告期内变化趋势及未来预测合理性分析可参考发电利用小时数分析的相关内容。

综上，标的公司各项目历史期发电利用小时存在小幅波动，主要受当年风光资源情况及电网消纳能力的影响，长周期来看较为稳定，本次评估预测未来各项目发电利用小时数主要参考各个电站历史期发电利用小时数数据，发电利用小时数的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。上市公司已在《重组报告书》中补充披露对各项目发电利用小时数的预测情况及测算过程，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（1）销售收入的预测”。

2、同行业可比交易中光伏、风电项目发电量衰减的预测情况

同行业可比交易中，在预测光伏、风电发电收入时关于衰减情况的预测情况如下：

公司名称	项目名称	上市公司相关回复
川能动力	收购川能风电 30%股权、美姑能源 26%股权和盐边能源 5%股权	光伏：根据披露的预测数据，2023-2026 年发电量及有效发电利用小时每年下降 0.6% 风电：根据披露的预测数据，2023-2026 年发电量及有效发电利用小时不变，因此预测期未考虑衰减
嘉泽新能	收购宁夏宁柏基金（主要通过下属项目公司从事风力发电、光伏发电的开发运营）	光伏：按照光伏组件平均 0.7%-0.9%的衰减率考虑进行预测 风电：根据披露的预测数据，2022-2033 年发电量不变，因此预测期未考虑衰减
中船科技	收购中国海装、凌久电气、洛阳双瑞、中船风电和新疆海为	光伏：被评估对象光伏发电系统的平均年衰减率为 0.8% 风电：根据披露的预测数据，2022-2031 年发电量不变，因此预测期未考虑衰减

天津劝业	收购国开新能源	光伏：光伏发电项目运营首年衰减后发电效率取 97.5%，以后每年递减 0.7% 风电：风力发电项目不考虑衰减
协鑫能科	收购协鑫新能源控股有限公司子公司股权	光伏：本次评估中各标的公司衰减率按年均 0.55%考虑 风电：不涉及
太阳能	转让子公司山西潞安光伏农业科技有限公司股权	光伏：本次光伏发电量的衰减率均取 0.5% 风电：不涉及

本次评估对未来各电站的光伏发电利用小时预测系基于标的公司 2021-2023 年度发电利用小时数平均值或可研报告（新投运项目）为基础计算，光伏组件衰减率按每年下降 0.5%进行预测，预测期每年光伏发电利用小时数及上网电量有所下滑；风电机组无衰减率，因此预测期每年风电发电利用小时数及上网电量保持不变。本次评估对光伏、风电衰减率的预测方式与同行业情况不存在较大差异，具有合理性。

3、敏感性分析

电投新能源发电利用小时数变动与评估值变动的相关性分析如下表：

利用小时变动（%）	+1	-1
估值变动比例（%）	2.73	-2.74

由上表可知，标的公司评估值与发电利用小时数存在正相关变动关系，假设除发电利用小时数变动以外，其他条件不变，当发电利用小时数增加 1%，电投新能源合计评估值将增加 2.73%；发电利用小时数减少 1%，电投新能源合计评估值将减少 2.74%。

上述敏感性测算已在《重组报告书》“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“三、上市公司董事会对本次交易评估事项意见”之“（五）本次交易定价公允性分析”进行披露。

（四）预测期各项目补贴利用小时数的预测情况及测算过程，结合相关补贴政策要求、各项目已利用小时数及生命周期、报告期各期实际情况及变化趋势，说明对补贴利用小时数的预测依据是否充分、谨慎、合理；采用敏感性分析的方式量化说明上述补贴利用小时数的变动对评估结果的影响程度；

1、预测期各项目补贴利用小时数的预测情况及测算过程，结合相关补贴政策要求、各项目已利用小时数及生命周期、报告期各期实际情况及变化趋势，说明对补贴利用小时数的预测依据是否充分、谨慎、合理

预测期各项目补贴利用小时数测算如下：

补贴利用小时数=上网电量/装机容量。

其中各项目年上网电量=装机容量×发电利用小时数×（1-厂用电及线路损耗率），因此，补贴利用小时数=发电利用小时数×（1-厂用电及线路损耗率）。

根据财政部、国家发改委、国家能源局发布关于《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），风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时，光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。根据电投新能源电站所在区域，其风电、光伏电站全生命周期合理利用小时数分别为 40,000 小时、32,000 小时。纳入可再生能源发电补贴清单的风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，均不再享受中央财政补贴资金。

评估预测时结合各风电及光伏电站的到期时间，截至评估基准日的已利用补贴利用小时数及剩余补贴利用小时数，对各电站的剩余生命周期的补贴发电利用小时进行测算，各项目具体情况如下：

单位：小时

电站名称	可补贴小时数上限	截至基准日已利用补贴小时数	截至基准日剩余补贴利用小时数	补贴起始时间-到期时间	全生命周期预测使用补贴利用小时数	是否未超过基准日剩余补贴利用小时数
太阳山光伏电站一期	32,000	21,459.38	10,540.62	2010 年 6 月至 2030 年 6 月	30,111.88	是
太阳山光伏电站二期	32,000	14,497.07	17,502.93	2013 年 12 月至 2033 年 12 月	26,887.82	是

电站名称	可补贴小时数上限	截至基准日已利用补贴小时数	截至基准日剩余补贴利用小时数	补贴起始时间-到期时间	全生命周期预测使用补贴利用小时数	是否未超过基准日剩余补贴利用小时数
太阳山光伏电站三期	32,000	5,908.50	26,091.50	2020年12月至2040年12月	31,850.17	是
太阳山风电场一期	40,000	21,437.84	18,562.16	2012年3月至2032年3月	33,395.27	是
太阳山风电场二期	40,000	14,733.60	25,266.40	2015年2月至2035年2月	30,140.36	是
太阳山风电场三四期	40,000	15,839.05	24,160.95	2015年11月至2035年11月	35,475.24	是
太阳山风电场五六期	40,000	9,744.63	30,255.37	2019年10月至2039年10月	40,000.00	否
灵武风电场	40,000	14,762.43	25,237.57	2013年7月至2033年7月	25,352.74	是
中卫复合光伏项目	-	-	-	-		-
宁东复合光伏项目	-	-	-	-		-

标的公司各个电站除太阳山风电场五六期外，预测期内补贴时间均未超过可补贴利用小时数上限，因此在补贴期限 20 年到期后均不再预测补贴收入。太阳山风电场五六期按照政策规定的合理利用小时数（40,000 小时）预测全生命周期补贴利用小时数，超过 40,000 小时后不再预测补贴收入。

标的公司报告期及预测期各项目补贴期间补贴利用小时数的预测数据如下：

单位：小时

项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年
太阳山光伏电站一期	1,487.39	1,382.90	819.40	656.51	1,470.42	1,463.07	1,455.76
太阳山光伏电站二期	1,366.64	1,328.42	810.97	539.99	1,343.31	1,336.59	1,329.91
太阳山光伏电站三期	1,617.13	1,720.05	981.90	675.37	1,639.20	1,631.01	1,622.85

项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年
太阳山风电场一期	1,502.28	1,634.75	547.66	598.40	1,566.76	1,566.76	1,566.76
太阳山风电场二期	1,355.70	1,580.62	771.15	574.81	1,458.88	1,458.88	1,458.88
太阳山风电场三四期	1,593.74	1,822.61	857.69	699.01	1,734.70	1,734.70	1,734.70
太阳山风电场五六期	2,053.43	2,231.93	1,084.65	850.83	2,161.35	2,161.35	2,161.35
灵武风电场	1,043.60	1,241.91	558.72	437.55	1,182.85	1,182.85	1,182.85
中卫复合光伏项目	-	-	-	-	-	-	-
宁东复合光伏项目	-	-	-	-	-	-	-

综上，标的公司各项目补贴利用小时系结合历史实际情况及预测期的发电利用小时进行测算，且各项目补贴均考虑了补贴期限上限为 20 年及补贴可利用小时数孰低原则，补贴利用小时数的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露对各项目补贴利用小时数的预测情况及测算过程，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（1）销售收入的预测”。

2、敏感性分析

电投新能源补贴利用小时数变动与评估值变动的相关性分析如下表：

补贴利用小时变动（%）	+5	-5
估值变动比例（%）	1.47%	-1.62%

由上表可知，标的公司评估值与补贴利用小时存在正相关变动关系，假设除补贴利用小时变动以外，其他条件不变，当补贴利用小时增加 5%，标的公司评估价值将增加 1.47%；补贴利用小时减少 5%，标的公司评估价值将减少 1.62%。

上述敏感性测算已在《重组报告书》“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“三、上市公司董事会对本次交易评估事项意见”之“（五）本次交易定价公允性分析”进行披露。

（五）预测期各项目厂用电及线路损耗率的预测情况及测算过程，结合各项目机器设备运营情况、历史检修情况，说明损耗率的预测依据是否充分、谨慎、合理；

1、预测期各项目厂用电及线路损耗率的预测情况及测算过程

厂用电主要是光伏电站和风力发电站内逆变器/变流器等用电设备使用的电量，线路损耗主要为电力通过供电线路输送过程中发生的物理损耗。

本次评估中，预测期内各个电站厂用电及线路损耗率主要是基于 2021 年-2024 年 1-7 月的历史年度各电站厂用电及线路损耗率平均数据进行预测，对于新建的中卫复合光伏电站及宁东复合光伏电站的厂用电及线路损耗率主要基于 2024 年 1-7 月实际数据进行预测。

各项目厂用电及线路损耗数据如下：

单位：%

电站名称	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年	最后一年
太阳山光伏电站一期	3.54	3.34	3.16	3.64	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42
太阳山光伏电站二期	3.25	3.10	2.96	2.96	3.07	3.07	3.07	3.07	3.07
太阳山光伏电站三期	4.30	4.19	2.78	2.45	3.43	3.43	3.43	3.43	3.43
太阳山风电场一期	6.89	7.48	7.25	8.14	7.44	7.44	7.44	7.44	7.44
太阳山风电场二期	7.43	6.83	5.92	6.89	6.77	6.77	6.77	6.77	6.77
太阳山风电场三四期	6.79	7.36	6.89	7.22	7.06	7.06	7.06	7.06	7.06
太阳山风电场五六期	3.75	3.72	3.95	4.39	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95
灵武风电场	8.03	8.70	8.05	9.01	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45
中卫复合光伏项目			0.82	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91	1.91
宁东复合光伏项目			6.21	6.18	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21

2、结合各项目机器设备运营情况、历史检修情况，损耗率的预测依据充分、谨慎、合理

截至评估基准日，电投新能源各项目主要机器设备运营情况正常，2020 年至今电投新能源各电站平均约每年检修一次，检修的工作内容包括 110kV 线路清扫检查及拆除鸟窝、电气设备预防性试验、全站电气一次设备、升压站二次设备清扫检查等，属于例行常规或因上级电站停电导致的检修，2020 年以来，电投

新能源除太阳山光伏电站发生一次因 35kV 系统跳闸及太阳山风电场五六期发生一次线路跳闸导致的非常规故障检修外，不存在因电站主要生产设备故障导致的检修及更新替换。本次评估中关于各电站的日常检修费用已在营业成本中进行单独预测。

综上，本次评估预测期内各个电站的厂用电及线路损失率均处于历史厂用电及线路损失率波动范围之内，采用历史平均值预测未来厂用电及线路损耗率具有充分性、谨慎性、合理性。上市公司已在《重组报告书》中补充披露对各项目厂用电及线路损耗率的预测情况及测算过程，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（1）销售收入的预测”。

（六）预测期储能电站电能交易中放电量、调峰量、电价的预测情况及测算过程，结合报告期各期变化趋势、调峰单价规定的期限及变化风险、市场化交易电价与前述风光电预测情况是否匹配，说明储能业务收入的预测依据是否充分、谨慎、合理；

1、预测期储能电站电能交易中放电量、调峰量、电价的预测情况及测算过程。

预测期，电投新能源储能电站放电量、调峰量、电价预测过程如下：

（1）电能交易收入（放电收入）

电能交易收入=放电量×放电单价；

①放电量

放电量方面，由于储能电站的放电量受电力市场实时需求及国网调度影响，不受发电企业自己控制，由实时市场情况决定。本次评估参考各储能电站的历史放电量数据及变化趋势，结合电投新能源提供的预测放电量，按 2024 年 8-12 月宁东储能电站每月 4,100MWh 放电量，青龙山储能电站每月 4,000MWh 放电量进行测算，同时考虑到储能电站电池的衰减，预测期内按每年放电总量衰减 2% 预测。

报告期内，电投新能源储能电站投运时间较短，2024 年 1-7 月宁东储能电站及青龙山储能电站运营数据如下：

单位：MWh

电站	项目	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	平均值
宁东储能电站一期	发电量	5,073.87	3,693.75	4,046.27	4,410.93	4,168.18	3,959.66	3,859.80	4,173.21
	调峰量	5,534.57	4,333.00	5,170.33	5,254.86	5,609.84	5,192.08	5,016.00	5,158.67
青龙山共享储能电站一期	发电量	5,396.16	4,671.04	4,864.64	4,685.12	4,336.64	3,840.32	3,900.16	4,527.73
	调峰量	5,106.21	4,947.00	5,346.19	4,374.30	5,421.20	4,664.12	4,716.00	4,939.29

根据上表，2024 年 8-12 月宁东储能电站预测每月 4,100MWh 发电量、青龙山储能电站预测每月 4,000MWh 发电量预测均低于 2024 年 1-7 月实际平均值，具备谨慎性。

宁东储能电站及青龙山储能电站均采用锂离子电池系统电化学方式储能，本次评估预测储能项目效益时考虑了锂电池系统的物理衰减特性，按发电量及调峰量逐年下降 2%进行预测，并参考了同行业可比案例中预测储能项目未来收入时的锂电池衰减情况，具体如下：

公司名称	募投项目中储能项目的收入预测情况
乐山电力 (2024 年以简易程序向特定对象发行 A 股股票)	本储能项目按照每年 1.5%进行衰减
华自科技 (2022 年向特定对象发行股票)	参考市场上储能电池的实际使用情况, 电池容量的衰减率为 2%, 因此电力辅助服务收入每年按 2%的比率下降

综上，本次评估储能电站发电量及调峰量按 2%衰减率进行预测，具备合理性。

②放电单价

放电单价方面，根据宁夏地区储能电站参与辅助服务市场的电力交易政策，现货市场运行前，储能电站下网电量（充电量）、上网电量（发电量）执行火电燃煤基准电价；现货市场运行后，储能电站上网电量、下网电量执行市场化电价，储能充电价格按照用户侧进行申报，放电价格按照发电侧进行申报。目前，宁夏地区电力现货市场处于试运行阶段，根据报告期内标的公司储能电站的结算单，

报告期内及 2024 年 8-12 月标的公司除现货试运行期间（2024 年 11 月）外储能放电单价按照燃煤发电标杆上网电价执行，即按照 259.50 元/兆瓦时（含税）结算。

考虑到宁夏地区电力现货市场正式运行时间存在一定不确定性，未来储能充电及放电的市场化交易电价可能随市场价格而波动，且根据国网宁夏《宁夏电力现货市场试运行规则（第四次结算试运行）》，实行现货运行时调峰辅助服务市场与现货市场融合，不再结算调峰辅助服务收入，储能电站盈利主要受充电及放电价差、充电及放电量损耗等因素影响，目前较难准确预测现货市场的放电单价水平。本次评估对于放电单价按 259.50 元/兆瓦时（含税）预测主要参考目前宁夏电力市场试运行阶段实际情况，具备合理性。

（2）调峰收入

调峰收入=调峰量×调峰单价；

调峰量方面，由于储能电站参与电力辅助市场服务的调峰量受电力市场实时需求及国网调度影响，不受发电企业自己控制，由实时市场情况决定。本次评估参考各储能电站的历史调峰量数据变化趋势，结合电投新能源提供的预测调峰量，按 2024 年 8-12 月宁东储能电站每月 5,000MWh 调峰量，青龙山储能电站每月 4,800MWh 调峰量进行预测，上述预测值均低于 2024 年 1-7 月标的公司各储能电站月均调峰量，具有合理性，同时考虑到储能电站电池的衰减，预测期内按每年调峰量衰减 2%预测，与放电量的衰减速度保持一致。

调峰单价方面，根据《宁夏电力辅助服务市场运营规则》及国网宁夏关于储能电站参与辅助服务市场的相关规定，储能侧调峰补偿单价上限为 600 元/兆瓦时，储能电站调试期可参与辅助服务市场，调峰补偿价格按照《宁夏电力辅助服务市场运营规则》补偿价格标准的八折执行。截至评估基准日，宁东储能电站已通过实验验收并已按 600 元/兆瓦时（含税）结算，未来调峰单价也按照 600 元/兆瓦时进行预测。截至评估基准日，青龙山共享储能电站尚未通过验收因此按 480 元/兆瓦时价格结算，标的公司管理层预计 2025 年初通过验收，因此对 2025 年及以后的调峰单价调整并提高至 600 元/兆瓦时。本次评估对其 2024 年 8-12 月调峰单价按照实际结算价，即 480 元/兆瓦时（含税）进行预测，对其 2025

年以后调峰单价按照 600 元/兆瓦时（含税）进行预测。青龙山共享储能电站实际已于 2024 年 11 月底通过验收并按 600 元/兆瓦时开始结算，实际情况与评估预测基本一致。

(3) 储能电站其他辅助服务收入

1) 顶峰收入

顶峰交易是指储能电站在负荷高峰等电力供需紧张时段，通过释放存储电能缓解电力供应压力，获取价格补偿的交易，由于宁夏电网公司自 2024 年 4 月开始不再结算顶峰收入，本次评估不再对储能电站的顶峰收入进行预测。

2) 储能容量租赁收入

储能电站容量租赁主要系第三方存量新能源发电项目根据《自治区发展改革委关于加快储能设施建设的通知》（宁发改能源〔发展〕〔2022〕621 号）、国家电网宁夏《关于加快推动储能设施建设的通知》（宁电发展〔2022〕629 号）等文件的强制配储要求，向电投新能源租赁储能电站容量。电投新能源基于自身新能源建设规划，未来规划不再继续对外租赁储能电站容量，本次评估不再对储能租赁收入进行预测。

综合上述预测过程，报告期及预测期内，电投新能源储能电站的发电量、调峰量及相应电价情况如下所示：

单位：兆瓦、元/兆瓦时

电站名称	项目	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（实际）	2024 年 8-12 月（预测）	2025 年	2026 年	2027 年
宁东储能电站一期	发电量	-	25,587.92	29,212.46	16,499.54	20,500.00	48,216.00	47,251.68	46,306.65
	放电单价（不含税）	-	230.92	231.30	235.53	229.65	229.65	229.65	229.65
	调峰量	-	26,804.57	36,110.68	21,015.74	25,000.00	58,800.00	57,624.00	56,471.52
	调峰单价（不含税）	-	424.78	473.19	530.97	530.97	530.97	530.97	530.97
青龙山共享储能电站一期	发电量	-	2,249.28	31,694.08	19,588.80	20,000.00	47,040.00	46,099.20	45,177.22
	放电单价（不含税）	-	229.65	229.65	234.65	229.65	229.65	229.65	229.65
	调峰量	-	2,397.48	34,575.02	21,982.93	24,000.00	56,448.00	55,319.04	54,212.66

电站名称	项目	2022年	2023年	2024年1-7月	2024年8-12月(实际)	2024年8-12月(预测)	2025年	2026年	2027年
	调峰单价(不含税)	-	424.78	424.78	446.03	424.78	530.97	530.97	530.97

注：报告期内，宁东储能电站由于出现少量实验性现货交易，因此放电单价略高于 229.65 元/兆瓦时（不含税）；宁东储能电站于 2024 年 4 月通过验收，调峰单价由 424.78 元/兆瓦时（不含税）提升至 530.97 元/兆瓦时（不含税），因此 2024 年 1-7 月调峰单价介于 424.78 元/兆瓦时（不含税）与 530.97 元/兆瓦时（不含税）之间；2024 年 8-12 月受光伏发电量不及预期，影响储能电站充放电量及调峰量略低于评估预测值。

2、结合报告期各期变化趋势、调峰单价规定的期限及变化风险、市场化交易电价与前述风光电预测情况是否匹配，说明储能业务收入的预测依据是否充分、谨慎、合理

由于两座储能电站在报告期内的运营期较短，可获取的数据量有限，且储能电站放电量及调峰量受电力市场实时需求及国网调度影响显著高于光伏电站及风电场，因此本次评估参考两座储能电站最近一期放电量及放电单价、调峰量及调峰单价数据并结合电投新能源管理层预测数据对未来的储能业务收入进行预测，预测依据充分，具有谨慎性和合理性。

根据报告期内电投新能源储能电站的放电单价、调峰单价计算结果，宁夏地区储能放电单价按照燃煤发电标杆上网电价，即 **259.50 元/兆瓦时(含税)** 结算，调峰电价依据《宁夏电力辅助服务市场运营规则》规定，该规定自 2022 年 1 月 1 日开始执行，未规定规则具体的到期期限，基于上述情况，本次评估采用宁夏电力现行有效的政策规定及各储能电站最近一期实际结算的电价进行测算。

现阶段宁夏地区储能电站的放电单价与调峰电价均为政策制定的固定价格，储能放电单价采用的燃煤发电标杆上网电价，与前述风光电站预测中的保障性收购电价采用的燃煤发电标杆上网电价一致，均为 **259.50 元/兆瓦时（含税）**，具有匹配性。

综上，本次评估参考储能电站 2024 年 1-7 月放电量及放电单价、调峰量及调峰单价数据并结合电投新能源管理层预测数据对未来的储能业务收入进行预测，储能业务收入的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露对储能电站电能交易中放电量、调

峰量、电价的预测情况及测算过程，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（1）销售收入的预测”。

3、敏感性分析

电投新能源调峰补偿电价与评估值变动的相关性分析如下表：

调峰补偿电价变动（元/兆瓦时）	+10	-10
评估值变动比例（%）	+0.70%	-0.70%

由上表可知，标的公司评估值与调峰补偿电价存在正相关变动关系，假设除调峰补偿电价变动以外，其他条件不变，当调峰补偿电价增加 10 元/兆瓦时，电投新能源评估值将增加 0.70%；调峰补偿电价减少 10 元/兆瓦时，电投新能源评估值将减少 0.70%。

电投新能源调峰量与评估值变动的相关性分析如下表：

调峰量变动（兆瓦时）	+10%	-10%
评估值变动比例（%）	+3.65%	-3.70%

由上表可知，标的公司评估值与调峰量存在正相关变动关系，假设除调峰量变动以外，其他条件不变，当调峰量增加 10%，电投新能源评估值将增加 3.65%；调峰量减少 10%，电投新能源评估值将减少 3.70%。

电投新能源放电单价与评估值变动的相关性分析如下表：

放电单价变动（元/兆瓦时）	+10	-10
评估值变动比例（%）	+0.58%	-0.58%

由上表可知，标的公司评估值与放电单价存在正相关变动关系，假设除放电单价变动以外，其他条件不变，当放电单价增加 10 元/兆瓦时，电投新能源评估值将增加 0.58%；放电单价减少 10 元/兆瓦时，电投新能源评估值将减少 0.58%。

电投新能源放电量与评估值变动的相关性分析如下表：

放电量变动（兆瓦时）	+10%	-10%
评估值变动比例（%）	+0.58%	-0.59%

由上表可知，标的公司评估值与发电量存在正相关变动关系，假设除发电量变动以外，其他条件不变，当发电量增加 10%，电投新能源评估值将增加 0.58%；发电量减少 10%，电投新能源评估值将减少 0.59%。

上述敏感性测算已在《重组报告书》“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“三、上市公司董事会对本次交易评估事项意见”之“（五）本次交易定价公允性分析”进行披露。

（七）对人工成本的具体测算情况及测算过程，并结合历史期人工费用变化情况、未来产能规划、人均产出及工资标准变化趋势等，说明预测 2028 年后人工成本不再增长的谨慎性、合理性；

1、历史期及预测期电投新能源人工成本具体测算情况及测算过程

标的公司人工成本费用的预测方式为在参考历史数据的基础上，以 2024 年 1-7 月人均薪酬假设 2024 年 8-12 月人均薪酬，并根据电投新能源提供的 2024 年度人工成本预算计算出 2024 年 8-12 月的人数。在后续四个会计年度（2025 年-2028 年），假设人均薪酬每年增长 5%、人员数量保持不变，2029 年及以后不再考虑人工成本增长。

报告期及预测期内，电投新能源的人均创收、人均成本、人员数量预测情况如下：

单位：万元

项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年
人员数量	76	78	92	108	115	115	115	115	115
增速	-	2.63%	17.95%	17.39%	25.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
人均创收	512.02	453.84	449.88	414.59	414.59	443.90	441.84	439.81	437.81
增速		-11.36%	-0.87%	-7.84%	-7.84%	7.07%	-0.46%	-0.46%	-0.45%
人均薪酬	21.63	24.99	25.08	24.31	24.31	25.52	26.80	28.14	29.55
增速	-	15.57%	0.36%	-3.10%	-3.10%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%

2023 年至 2024 年 1-7 月，由于宁东复合光伏电站、中卫复合光伏电站、宁东储能电站、青龙山共享储能电站陆续建成并投运，因此标的公司人员数量大幅增加。本次置入资产的评估范围为基于评估基准日的全部已并网运行的资产，未

考虑募投项目等未来新增规划建设项目，因此测算人工薪酬时假设未来员工数量将保持稳定，2021-2024 年标的公司人均薪酬复合增长率约为 4.0%，本次预测标的公司人均薪酬时假设每年增长 5%，具有合理性。

2、宁夏地区人员薪酬情况

2020 年至 2023 年，宁夏地区城镇单位就业人员平均工资及电力、燃气及水的生产和供应业城镇单位就业人员平均工资水平如下表所示：

单位：万元/年

项目	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
城镇非私营单位	9.74	10.53	11.46	11.77
增速	-	8.03%	8.90%	2.66%
电力、燃气及水的生产和供应业	12.40	13.60	14.75	16.10
增速	-	9.66%	8.45%	9.15%

数据来源：宁夏统计局

根据宁夏统计局数据，2023 年宁夏城镇非私营单位就业人员年平均工资为 11.77 万元，电力、燃气及水的生产和供应业就业人员年平均工资为 16.10 万元，2020-2023 年城镇非私营单位及电力、燃气及水的生产和供应业就业人员复合增长率分别为 6.49%、9.09%，电投新能源人均薪酬高于同行业水平导致基数较高，因此按 5% 的增长率预测具有合理性。

综上，本次评估预测 2024-2028 年标的公司每年人均薪酬增长 5%，2028 年以后人工成本不再增长，已充分考虑了标的公司人工成本的变动趋势及宁夏地区行业薪酬变动情况，2028 年以后标的公司现有电站将进入稳定运营阶段，预测 2028 年后人工成本不再增长具有谨慎性和合理性。上市公司已在《重组报告书》中补充披露人工成本的具体测算情况及测算过程，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（2）营业成本的预测”。

（八）结合历史期各电站主要设备迭代更新情况、技术发展情况、同行业公司设备更新情况，说明不考虑固定资产更新支出的谨慎性、合理性；

1、历史期各电站主要设备迭代更新情况

报告期内，标的公司各电站主要设备运行正常，未发生大规模主设备的迭代更新情况。报告期内，标的公司各电站的主要设备技改项目情况如下：

时间	技改项目	投资金额
2022 年	太阳山风电、灵武风电加装免爬器；太阳山风电 SVC 无功补偿装置技改等；	594 万元
2023 年	灵武风电场频率快速响应技改项目；吴忠第二光伏电站频率快速响应技改项目；光伏电站组件串并联优化项目等；	520 万元
2024 年	吴忠太阳山光伏增加测控装置；星能、侯桥、杨家窑、鲁家窑风电场更换具有网安接入功能的站内 PMU 装置，增配宽频震荡测量功能等；	325 万元

上述技改项目不涉及主要设备包括光伏组件或风机的更新换代，主要为例行的维护及软硬件改造升级，每年涉及的投资金额相对较低，本次评估时日常维护及材料支出已在营业成本中的维修费及材料费中考虑，具有谨慎性、合理性。

2、光伏、风电技术发展情况

近些年来中国光伏和风电发展速度较快，产品和技术更新迭代速度较快，主要体现为光伏板和风机单体容量的不断提升，转化效率不断提高。

1) 风力发电技术

①风电机组单机容量不断增大：根据中国风能协会的统计，2023 年我国新增风电机组的平均单机容量达到了 3.51MW，相较于 2011 年增长了超过 120%。陆上风电机组的平均单机容量从 1.5MW 增长到了 3.1MW；

②机组技术的演进：风电机组的技术路线主要分为双馈、直驱和半直驱三种。双馈机组技术相对简单，但维护需求较高；直驱机组虽然技术难度和重量较大，但由于没有齿轮箱，故障率低，维护更为简便；半直驱机组则在技术难度和维护量上介于两者之间，是一种折中的选择。直驱和半直驱技术因其优势，预计将成为未来风电机组技术的主流。

③风机控制技术的创新：风电行业正越来越多地采用先进的计算机技术和控制技术，使得风电控制技术迅速发展。控制方式正从传统的定桨距失速控制向更为先进的变桨变速恒频控制转变，并逐步向智能化控制演进。

2) 太阳能光伏发电技术

①光伏硅片向大尺寸薄片化发展。目前主流硅片尺寸已经从 158.75mm 提升到 182mm, 210mm 尺寸产品也在逐步推广。同时硅片也在向薄片化方向发展, 有效减少硅材料消耗。

②电池技术从 P 型向 N 型发展。当前主流的电池技术为 P 型单晶硅 PERC (钝化发射极和背面接触) 电池, 但该电池理论转换效率极限为 24.5%, N 型电池转换效率优势明显, 具有高发电量、高效率和更低度电成本等优势。

③电池材料从多晶硅向单晶硅发展。单晶硅相比多晶硅的光电转换效率更高且使用寿命更长, 多晶硅虽然价格较为便宜但光电转换效率低且使用寿命短于单晶硅。长期来看, 单晶硅有望成为主流的电池材料。

3、同行业上市公司情况

同行业上市公司可比交易案例披露文件内对资产更新改造支出的具体预测情况如下:

公司名称	项目	具体情况
中船科技	发行股份购买中国海装 100% 股份、中船风电 88.58% 股权、新疆海为 100% 股权、洛阳双瑞 44.64% 少数股权、凌久电气 10% 少数股权	基于本次收益法的假设前提之一为未来收益期限为无限期, 所以目前使用的固定资产将在经济使用年限届满后, 为了维持持续经营而必须投入的更新支出。分析企业现有主要设备的成新率, 大规模更新的时间在详细预测期之后, 这样就存在在预测期内的现金流量与以后设备更新时的现金流量口径上不一致, 为使两者能够匹配, 本次按设备的账面原值/会计折旧年限的金额, 假设该金额的累计数能够满足将来一次性资本性支出, 故将其在预测期作为更新资本性支出。
新筑股份	向控股股东四川发展支付现金购买其持有的晟天新能源 51.60% 股权	由于红原环聚、盐边晟能、沧县桔乐能等收益期为有限年, 为维持主要发电设备正常运行的运维费用已在营业成本中考虑, 因此资产更新中不再重复考虑资产更新。

上述案例中, 中船科技在评估中假设永续经营, 按主要设备的折旧金额预计资本性支出, 本次评估与新筑股份均按有限期测算, 且营业成本已考虑维护费用, 因此不再考虑资产更新。电投新能源目前风电、光伏电站设备运行良好, 盈利能

力较强，评估预测期到 2048 年结束，因此不在评估假设中考虑需持续投入更新支出，符合行业惯例，具备合理性。

4、不考虑固定资产更新支出的谨慎性、合理性

本次评估已考虑除主要设备外的包括电子设备、车辆等设备的更新支出，并根据其经济寿命年限进行更新，本次评估已在营业成本中的日常维修及材料费中考虑例行的设备维护费用。电投新能源光伏组件、风机等主要设备具有较好的运行状态，评估时基于各电站主体设备的经济寿命进行各电站的营业收入、固定资产折旧值等预测，且到期后按残值处置，不再考虑资产更新支出。

综上，报告期内，标的公司各个电站主要设备运行正常，未发生大规模主要设备的迭代更新情况。目前电投新能源暂无光伏、风电项目大规模更新换代计划，且本次评估已对各个电站为维持设备正常运转所需投入的必要维修费和材料费用在营业成本中进行了预测，本次评估不考虑电站主要设备的更新支出具有谨慎性和合理性。上市公司已在《重组报告书》中补充披露历史期各电站主要设备迭代更新情况、技术发展情况、同行业公司设备更新情况，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（6）折旧、摊销、资本性支出”。

（九）对税费的具体预测情况及测算过程，适用“三免三减半”政策的电站税费及执行期限情况；

1、税费的具体预测情况及测算过程。

标的公司税金及附加主要为应交增值税、城建税、教育费附加、地方教育费附加及其他税金（印花税、水利建设基金等），本次评估按照各税种的计税依据预测值计提测算相关税费。

标的公司主要税种及税率情况如下：

税种	计税依据	适用税率
增值税	按税法规定计算的销售电费收入为基础计算销项税额，在扣除当期允许抵扣的进项税额后，差额部分为应交增值税	13%

税种	计税依据	适用税率
城建税	按实际缴纳的流转税计缴	1%、5%、7%
教育费附加	按实际缴纳的流转税计缴	3%
地方教育费附加	按实际缴纳的流转税计缴	2%
印花税	按合同金额及收入金额计缴	0.03%
土地使用税	按土地使用面积计缴	1 元/平方米、2 元/平方米、4 元/平方米。
房产税	以房产的计税余值计缴	1.2%
水利建设基金	按收入金额计缴	0.07%

预测期内，电投新能源各项税金及附加的数据具体预测情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 8-12 月	2025 年	2026 年	2027 年
城建税	15.01	39.42	39.52	39.14
教育费附加	45.04	118.27	118.57	117.42
地方教育费附加	30.03	78.85	79.05	78.28
印花税	10.45	25.52	25.41	25.29
土地使用税	274.69	663.28	663.28	663.28
房产税	15.35	30.70	30.70	30.70
水利建设基金	14.63	35.73	35.57	35.40
其他	0.48	1.15	1.15	1.15
税金及附加合计	405.69	992.93	993.25	990.66

2、适用“三免三减半”政策的电站税费及执行期限情况

根据《财政部国家税务总局国家发展和改革委员会关于公布〈公共基础设施项目企业所得税优惠目录（2008 年版）〉的通知》（财税〔2008〕116 号），从事港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目投资经营所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，给予应纳税所得额“三免三减半”的优惠，截至评估基准日，标的公司部分并网时间较晚的电站仍在“三免三减半”所得税优惠政策的优惠期间，其余电站“三免三减半”政策已到期。

电投新能源享受“三免三减半”政策的电站主体，适用政策及执行期限情况如下：

项目	适用政策	执行期限
太阳山风电场五 六期	企业所得税“三 免三减半”	2019 年-2021 年减免，2022 年-2024 年减半
太阳山光伏电站 三期	企业所得税“三 免三减半”	2021 年-2023 年减免，2024 年-2026 年减半
中卫复合光伏项 目	企业所得税“三 免三减半”	2023 年-2025 年减免，2026 年-2028 年减半
宁东复合光伏项 目	企业所得税“三 免三减半”	2023 年-2025 年减免，2026 年-2028 年减半

综上，本次评估假设已考虑各项税费的计税依据并据此计算相关税费，已考虑各电站享受“三免三减半”政策的执行期限对所得税的影响；截至评估基准日，标的公司部分并网时间较晚的电站仍在“三免三减半”所得税优惠政策的优惠期间，其余电站“三免三减半”政策已到期。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露税费的具体预测情况，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（4）所得税和税金及附加”。

（十）折现率确定的具体过程，债务资本成本与电投新能源的债务成本是否存在明显差异，折现率预测的谨慎性、合理性；

1、折现率预测的具体过程

本次置入资产评估采用了加权平均资本成本估价模型(“WACC”)。WACC 模型可用下列数学公式表示：

$$WACC = k_e \times [E \div (D+E)] + k_d \times (1-t) \times [D \div (D+E)]$$

其中： k_e ：权益资本成本

E ：权益资本的市场价值

D ：债务资本的市场价值

K_d ：债务资本成本

t ：所得税率

计算权益资本成本时，采用资本资产定价模型(“CAPM”)。CAPM 模型是普遍应用的估算股权资本成本的办法。CAPM 模型可用下列数学公式表示：

$$k_e = R_f + \beta \times ERP + \alpha$$

其中： k_e ： 权益期望回报率，即权益资本成本

R_f ： 长期国债期望回报率

β ： 贝塔系数

ERP： 股权市场风险溢价

α ： 特别风险溢价

(1) 运用 CAPM 模型计算权益资本成本

CAPM 模型是国际上普遍应用的估算投资者股权资本成本的办法。在 CAPM 分析过程中，采用了下列步骤：

①长期国债期望回报率（ R_f ）的确定

本次评估采用的数据为评估基准日距到期日十年以上的长期国债的年到期收益率的平均值，经过汇总计算取值为 2.32%。

②ERP，即股权市场风险溢价（ $E[R_m] - R_f$ ）的确定

本次评估结合国家 GDP 历史数据、沪深 300 指数的变动情况、行业内 ERP 取值水平以及中和评估以前年度采用的股权市场风险溢价参数，进行对比分析，最终通过特尔菲法确定 ERP 为 6.60%，作为本年度中和评估统一的股权市场风险溢价。

③确定可比公司市场风险系数 β

本次评估收集了多家新能源发电行业上市公司的资料；经过筛选选取在业务内容、资产负债率等方面与被评估单位相近的 5 家上市公司作为可比公司，查阅取得每家可比公司在距评估基准日 36 个月期间的采用周指标计算归集的风险系数 β （数据来源：同花顺资讯），并剔除每家可比公司的财务杠杆后 β 系数，计算其平均值作为被评估企业的剔除财务杠杆后的 β 系数。

经测算，可比公司剔除财务杠杆后的 β 系数平均值为 0.5099。具体如下：

序号	名称	股票代码	剔除杠杆调整 Beta
1	三峡能源	600905.SH	0.4211
2	立新能源	001258.SZ	0.6545
3	浙江新能	600032.SH	0.5076
4	金开新能	600821.SH	0.4723
5	嘉泽新能	601619.SH	0.4942
平均			0.5099

根据被评估单位所属行业目标资本结构进行调整，确定适用于被评估单位的 β 系数。

④特别风险溢价 α 的确定

规模风险报酬率的确定：世界多项研究结果表明，小企业要求平均报酬率明显高于大企业。与上市公司比较，被评估企业的规模相对较小，因此评估师认为有必要做规模报酬调整。根据比较和判断结果，评估师认为追加 0.5%（通常为 0%-4%）的规模风险报酬率具有合理性。

个别风险报酬率的确定：个别风险指的是企业相对于同行业企业的特定风险，个别风险主要有：（1）企业所处经营阶段；（2）历史经营状况；（3）主要产品所处发展阶段；（4）企业经营业务、产品和地区的分布；（5）公司内部管理及控制机制；（6）管理人员的经验和资历；（7）对主要客户及供应商的依赖；（8）财务风险。出于上述考虑，将本次评估中的个别风险报酬率确定为 1.00%（通常为 0%-3%）。综上，本次特别风险溢价 α 取值 1.50%。

根据以上分析计算，本次标的公司评估的权益期望回报率如下：

序号	预测期	综合所得税率	股权资本成本
1	2024 年 8-12 月	8.97%	12.38%
2	2025 年	14.65%	12.06%
3	2026 年	14.91%	12.04%
4	2027 年	14.98%	12.04%
5	2028 年	15.01%	12.03%
6	2029 年	15.14%	12.03%

序号	预测期	综合所得税率	股权资本成本
7	2030 年	15.16%	12.03%
8	2030 年以后	25.00%	11.46%

(2) 运用 WACC 模型计算加权平均资本成本

- ①权益资本成本（ k_e ）采用 CAPM 模型的计算结果。
- ②本次评估采用目标行业资本结构来确认被评估单位的资本结构。
- ③债务资本成本（ k_d ）采用评估基准日时点的企业长期贷款加权平均利率。
- ④所得税率（ t ）分别采用预测期适用的法定税率。

根据以上分析计算，确定用于本次评估的投资资本回报率。即：

序号	预测期	综合所得税率	加权平均资本成本
1	2024 年 8-12 月	8.97%	6.45%
2	2025 年	14.65%	6.21%
3	2026 年	14.91%	6.20%
4	2027 年	14.98%	6.20%
5	2028 年	15.01%	6.20%
6	2029 年	15.14%	6.19%
7	2030 年	15.16%	6.19%
8	2030 年以后	25.00%	5.78%

根据上述计算得到 2030 年以前，标的公司折现率介于 6.19%~6.45%，2030 年以后（稳定期）标的公司折现率为 5.78%，具有合理性。

(3) 标的公司折现率计算采用参数的合理性分析

同行业可比交易中采用的参数情况如下：

公司名称	评估基准日	被评估单位	折现率	无风险利率	市场风险溢价	资本负债结构	β_U	个别风险报酬	债务成本
甘肃能源	2024 年 3 月 31 日	常乐公司 100%股权	8.00%	2.29%	7.38%	36.20%	0.4547	3%	3.95%
川能动力	2022 年 9 月 30 日	川能风电	8.38%	2.76%	7.28%	0	0.49781	2%	0
		盐边新能源	7.73%	2.76%	7.28%	70.43%	0.49781	2%	4.24%

公司名称	评估基准日	被评估单位	折现率	无风险利率	市场风险溢价	资本负债结构	βU	个别风险报酬	债务成本
		美姑新能源	8.01%	2.76%	7.28%	70.43%	0.49781	2%	3.85%
中船科技	2021年12月31日	若羌海为新能源(光伏)	7.3%	2.90%	6.88%	45.4%	0.5646	0.5%	LPR 5 年
	2021年12月31日	哈密海新能源(红山农场5号风区风力发电)	7.4%-7.7%	2.90%	6.88%	31.1%	0.5914	0.5%	LPR 5 年
新筑股份	2021年12月31日	晟天新能源 51.60% 股权	2022-2025: 8.09-8.36; 2026年及以后: 8.17	2.78%	7.68%	0	未披露具体值	0.5%	0
广宇发展	2021年8月31日	鲁能新能源 100% 股权	2021-2022 年: 7.23%; 2023 年及以后: 6.81%。	2.84%	7.22%	76.41%	0.5035	1%	4.26%
宝塔实业	2024年7月31日	电投新能源 100% 股权	2030 年以前: 6.19-6.45% 2030 年以后: 5.78%	2.32%	6.60 %	62.90%	0.5099	1.5%	3.24%

本次标的公司评估采用的无风险利率为 2.32%，处于可比公司 2.29%-2.84% 的区间范围内。标的公司采用的债务成本为长期借款的债务加权平均成本，取值为 3.24%，由于近年来 LPR 下降导致标的公司债务成本略低于同行业可比公司，标的公司采用的可比公司剔除财务杠杆的 βu 值为 0.5099，在可比公司 0.4547-0.5914 区间范围内，具有合理性。由于至评估基准日市场证券指数位于较低估值区间，市场风险溢价取值 6.60%，略低于同行业数值 6.88%-7.68% 范围。

由于市场风险溢价取值与所属行业无关，参考选择最近一年披露的重组案例，其取值范围在 5.75%-6.91%，标的公司采用的市场风险溢价在合理区间内。

公司名称	评估基准日	被评估单位	市场风险溢价
沈阳机床	2024 年 4 月 30 日	中捷航空航天 100% 股权	5.75%

公司名称	评估基准日	被评估单位	市场风险溢价
赛力斯	2024 年 1 月 31 日	华为技术持有的深圳引望 10.00%的股权	6.77%
华亚智能	2023 年 12 月 31 日	冠鸿智能 100.00%股权	6.91%
朗新集团	2023 年 10 月 31 日	邦道科技 10.00%股权	6.63%
中航电测	2023 年 8 月 31 日	航空工业成飞 100%股权	6.52%

综上，标的公司折现率取值参数在同行业区间范围内，本次评估的折现率水平符合评估基准日时的市场特征，符合公司实际资本结构及债务成本，其折现率预测具有谨慎性和合理性。

2、债务资本成本与电投新能源的债务成本不存在明显差异

根据中国证监会发布的《监管规则适用指引—评估类第 1 号》第七条（二）专家指引，债权期望报酬率一般可以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得出，也可以采用被评估企业的实际债务利率，但其前提是其利率水平与市场利率不存在较大偏差。

截至评估基准日，电投新能源合并口径带息债务成本情况如下：

单位：万元

借款类型	借款余额	贷款利率	加权平均利率
长期借款	283,803.19	五年期以上 LPR-165BP- 五年期以上 LPR+25BP	3.24%
短期借款	17,100.00	一年期 LPR-125BP	2.10%
合计	300,903.19	-	3.17%

注：截至 2024 年 7 月 31 日，一年期 LPR 为 3.35%，五年期 LPR 为 3.85%。

截至评估基准日，电投新能源长期借款的债务加权平均成本为 3.24%，本次评估采用的债务成本为 3.24%，与标的公司的债务成本一致，与市场利率不存在较大差异，符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》等相关规定。

综上，本次评估折现率的计算方法及逻辑符合准则要求和行业惯例，各参数取值合理，本次评估的折现率水平符合评估基准日时的市场特征，债务资本成本符合被评估单位实际债务成本水平，折现率预测具有谨慎性和合理性。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露历史期各电站主要设备迭代更新情

况、技术发展情况、同行业公司设备更新情况，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“2、折现率等重要参数的获取来源和形成过程”。

（十一）结合货币资金司法冻结情况、华仪风能对电投新能源享有债权情况，相关案件进展，说明溢余资产预测的谨慎性、合理性；

1、货币资金司法冻结情况、华仪风能对电投新能源享有债权情况，及相关案件进展

截至本问询回复出具日，华仪风能对电投新能源相关案件情况详见本回复“问题五”之“（七）电投新能源向华仪风能采购设备、由此产生的债权债务以及相关会计处理的具体情况，预计负债计提是否充分；电投新能源未及时向温州中院提出异议的原因；相关诉讼及仲裁的最新进展情况，超过预计损失部分的补偿安排，标的资产是否将因此承担较大的赔付风险与资金压力，相关诉讼对本次评估的影响情况；”相关内容。

因未决诉讼为华仪风能经营不善，部分债权人获知电投新能源与华仪风能存在未履行完毕的合同而提起的代位权诉讼，债权人可主张的权益仅限于电投新能源尚未支付华仪风能的未到期质保金，截至评估基准日，电投新能源与华仪风能相关的未到期质保金已全部在评估基准日的应付账款科目中体现，该部分应付账款已在本次评估中作为非经营性负债考虑。

截至 2024 年 7 月 31 日，电投新能源欠付华仪风能 2,381.40 万元，本次评估估值测算中已将上述应付账款作为非经营性负债扣减。

2、溢余资产预测的谨慎性、合理性

截至评估基准日，电投新能源账面货币资金 12,870.66 万元，评估时考虑最低保障现金需求后，将剩余部分作为溢余资金加回。最低保障现金的计算是根据标的公司付现政策及同行业采用的评估假设，按 1 个月的付现成本考虑其最低保障现金额，即 1,638.64 万元。截至评估基准日，电投新能源的溢余资产为 11,232.02 万元，已结合电投新能源实际付现需求进行扣除测算，溢余资产预测具有谨慎性、合理性。

电投新能源截至评估基准日的溢余资产具体计算过程如下：

单位：万元

序号	项目	2024 年度
1	货币资金余额	12,870.66
2	2024 年主营成本	28,276.94
3	2024 年税金及附加	880.20
4	2024 年销售费用	-
5	2024 年管理费用	1,538.71
6	2024 年财务费用	10,135.67
7	2024 年固定资产折旧	20,897.60
8	2024 年无形资产摊销	270.27
9	2024 年年付现成本（=2+3+4+5+6-7-8）	19,663.66
10	付现成本（1 个月）（=9/12）	1,638.64
11	溢余货币资金	11,232.02

注：上述参数选取基于标的公司 2024 年 1-7 月历史数据和 2024 年 8-12 月预测数据进行测算。

综上，截至评估基准日，电投新能源与华仪风能相关案件正在审理中，法院尚未作出判决。因未决诉讼为华仪风能经营不善，部分债权人获知电投新能源与华仪风能存在未履行完毕的合同而提起的代位权诉讼，债权人可主张的权益仅限于电投新能源尚未支付华仪风能的未到期质保金，未到期质保金已全部在报告期末的应付账款科目中体现，本次评估的估值计算中已将其作为非经营性负债扣除。本次评估的溢余资产测算中，考虑了华仪风能对电投新能源享有债权情况以及电投新能源实际付现需求，溢余资产预测具有谨慎性、合理性。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露溢余资产预测情况，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（四）收益法评估情况”之“1、收益及费用的预测”之“（9）溢余资产”。

3、评估假设里关于应收补贴款的回收周期假设及预测情况

（1）评估假设情况

本次评估预测时，2025 年-2028 年应收补贴款按 4 年、3 年、2 年、1 年回

收期测算，2028 年及以后应收补贴款按 1 年回收期测算，2024 年应收补贴款按周转率 0.21 进行测算（即约 4.76 年回收期），与市场案例中关于补贴款回收期的假设不存在较大差异。

报告期内，电投新能源应收补贴款周转率分别为 0.31、0.29 和 0.21（已年化），具体情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
补贴收入（不含税）	9,422.18	19,660.70	17,918.23
应收补贴款	81,309.26	73,047.25	61,766.44
周转率	0.21（年化）	0.29	0.31

注：周转率=补贴收入（不含税）/应收补贴款账面价值期初期末平均值；

（2）评估假设合理性分析

本次评估假设结合了电投新能源截至评估基准日的实际补贴账款回收周期情况，同时考虑了 2021 年后已全面取消新能源项目新增补贴，补贴缺口将持续缩小、补贴回款周期将持续缩短的情况，具有合理性，具体分析如下：

1) 政策分析

2020 年 1 月 20 日，财政部、国家发展和改革委员会、国家能源局于联合发布的《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）第三条（九）款规定：“补贴资金按年度拨付。财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金，按照光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易的优先顺序兑付补助资金；光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金。电网企业应切实加快兑付进度，确保自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金，确保资金及时拨付。”

2020 年 2 月 5 日，上述三部委联合发布的《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建[2020]5 号）第十二条规定：电网企业收到补助资金后，一般应当在 10 个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企

业。

2020 年 9 月 29 日，国家发改委、财政部、国家能源局联合印发《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）提出单个项目补贴额度按项目全生命周期合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度，明确了可再生能源补贴的补贴上限及补贴年限。

2020 年 1 月，财政部、国家发改委等部门发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，提出 2022 年开始，新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围。2021 年 6 月 7 日，国家发改委印发《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号），明确自 2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。因此，自 2022 年开始，所有主要新能源发电类型均已进入平价上网时代。

从国家政策层面，为推动解决可再生能源发电补贴资金缺口，满足可再生能源项目补贴需求，国家已从多个方面着手解决补贴缺口问题，具体体现在：

①对可再生能源项目进行核查，建立可再生能源电价补贴目录。进入可再生能源电价补贴目录的新能源项目，有资格申请补贴，按时全容量并网后，补贴由电网企业进行转付。

②确定享受可再生能源电价补贴期限。光伏、风电项目自并网之日起满 20 年后或达到规定的全生命周期合理利用小时数后（依据孰短原则确定时间，部分资源较好的项目达到合理利用小时数时间，即实际补贴时间仅 15 年），不再享受中央财政补贴资金。这意味着国家对可再生能源项目补贴资金采取了收口办法，每年需要的补贴资金和未来项目寿命周期内所需要的全部补贴资金量基本明确。

③减少未来享受可再生能源补贴的项目。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和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴。新能源发电行业全面进入平价时代。

2) 补贴金额的供需分析

根据公开数据统计，2021 年-2024 年，财政部对可再生能源补贴电价附加补助资金拨付金额分别为 761 亿元、399 亿元、1,010 亿元、1,008 亿元，2023 年、2024 年补贴款拨付金额较 2021 年、2022 年大幅提升。在拨付顺序上，根据财政部发布的相关可再生能源补贴拨付通知，补贴资金优先向光伏扶贫项目、自然人分布式项目、2019/2020 年全国竞争性配置项目 100%足额拨付，向国家确定的光伏“领跑者”项目、国家认可的地方参照中央政策建设的村级光伏扶贫项目 50% 拨付，剩余的其他发电项目等比例拨付其所发电量对应的补贴。电投新能源项目属于等比例拨付的项目类型，除太阳山风电三四期外，等比例拨付的项目理论上不存在个别电站的拨付差异。

从可再生能源发展基金征收使用情况分析，可再生能源电价附加的征收标准根据不同的用电类型有所不同，居民生活和农业生产以外的用电征收标准为每千瓦时 0.019 元/KWh。根据国家能源局统计数据，2024 年第二产业用电量为 63,874 亿千瓦时，按 6 万亿千瓦时进行测算，年度进项测算超过 1,100 亿元，且可再生能源基金的进项金额将随着用电量增加而提升。

3) 可比交易中的应收账款回收期假设情况

同行业可比交易评估过程中对应收补贴款回款周期的假设通常为 1-3 年，且部分可比交易也在预测期内假设补贴款回款周期逐渐缩短，具体如下：

公司名称	评估基准日	被评估单位	应收可再生能源补贴电费回收期假设
预测期回款周期保持不变的可比交易			
川能动力	2022 年 9 月 30 日	川能风电	应收补贴电价参考其实际补贴回收情况，按照补贴延迟 2 年回收预测。
		盐边新能源	
		美姑新能源	
江苏新能	2020 年 12 月 31 日	大唐滨海海上风力发电项目 40% 股权	对于标杆电费对应的应收账款，参考 2020 年度的应收账款周转率进行测算；对于补贴电费对应的应收账款，评估人员分析了大唐滨海历史年度补贴款的回收情况、国家对风电行业的补贴政策，并结合同行业上市公司期末应收账款情况，确定本次评估时，被评估单位的补贴电费按 2 年账期进行测算。
预测期回款周期缩短的可比交易			
中船科技	2021 年 12 月 31 日	新疆海为等	基准日国补收入最长账期为 2-3 年，从行业发展及国家政策来看，补贴收款情况将有较大几率会改

公司名称	评估基准日	被评估单位	应收可再生能源补贴电费回收期假设
	日		善。考虑到政策落实还需时间，本次 2022 年按基准日实际收款情况模拟预测，2023 年起预测收款加快，国补账期会缩短到 1-2 年。
新筑股份	2021 年 12 月 31 日	晟天新能源 51.60%股权	本次对未来年度可再生能源补贴收回方式假设为“根据一般可再生能源补贴回收情况以及目前国家对于可再生能源补贴的发放政策，对于晟天新能源基准日前历史年度的可再生能源补贴收入以及未来年度可再生能源补贴假设按照以下方式收回：2020 年以前形成的应收可再生能源补贴，于 2022 年收回；2020、2021 年的可再生能源补贴在 2023 年收回（2-3 年）；2022、2023 年的可再生能源补贴于 2024 年收回（1-2 年），2024 年后预测期可再生能源补贴以 1 年为周期进行回收，即上年可再生能源补贴于次年收回”。
金开新能	2021 年 6 月 30 日	凌源智晶新能源	被评估单位经营的发电项目已于 2020 年 12 月并网发电，预计 2021 年年底可再生能源发电补贴目录申报完毕并公示。本次评估假设被评估单位可再生能源补贴可以按照预计时间及金额收回，本次评估预计 2023 年前的国家补贴款项延期 3 年结算完毕，2024 年至 2026 年的国家补贴款项预计延期 2 年结算完毕，2027 年以后年期于次年结算完毕。

由上表可见，5 个可比交易中，2 个可比交易假设预测期内补贴回收期不变（均为 2 年），3 个可比交易假设预测期内补贴回收期缩短。其中，中船科技在 2023 年采用了预测期内补贴回收期缩短至 1-2 年的假设，新筑股份在 2024 年采用了补贴回收期缩短至 1 年的假设，金开新能在 2027 年采用补贴回收期缩短至 1 年的假设。本次评估采用的补贴款回收期假设为 2025 年-2028 年按 4 年、3 年、2 年、1 年回收期，2028 年及以后按 1 年回收期，与可比交易在预测期内假设回收期缩短、后期为 1 年回收的假设相比无较大差异。

4) 敏感性分析

假设本次应收补贴款的回收期调整为从 2025 年开始均按 4 年/3 年/2 年/1 年回收，对估值的影响如下：

应收补贴回收期	4 年回收	3 年回收	2 年回收	1 年回收
评估值变动比例 (%)	-16.48	-8.93	-1.36	6.19

综上，本次评估采用的应收补贴款回收周期已考虑标的公司历史回款实际

情况、补贴政策及供需关系分析、2021 年-2024 年财政部可再生能源补贴实际拨付情况、同行业可比交易评估假设等，评估假设具有合理性。

(十二)结合可比公司的经营区域、业务模式、收入结构、收入规模等情况，说明可比公司选取标准是否客观、全面、公正；

本次评估选取可比上市公司，主要基于与被评估单位同属新能源发电行业、同时具备风电及光伏业务的可比公司，且光伏装机与风电装机容量比例与标的公司接近。经分析对比，本次评估选择嘉泽新能、立新能源、浙江新能、金开新能、三峡能源 5 家经营业务相同或相似的可比公司，可比公司的基本情况、经营区域、新能源电站装机容量、2023 年营业收入规模及营业收入构成等情况如下表：

可比公司	基本情况	光伏装机容量 (MW)	风电装机容量 (MW)	营业收入 (万元)	营业收入构成
嘉泽新能	宁夏嘉泽新能源股份有限公司的主营业务包含新能源电站开发-建设-运营-出售业务、新能源电站运维管理服务、屋顶分布式光伏业务、新能源产业基金业务、新能源装备制造产业园区建设五大业务板块。主要经营区域在宁夏地区	173.00	1,853.00	240,304.35	新能源电站开发-建设-运营-出售 95.05%
立新能源	新疆立新能源股份有限公司主营业务为风力发电、光伏发电项目的投资、开发、建设和运营。公司的主要产品是电力。公司目前运营的风电场、光伏电站主要位于新疆北部地区	720.50	819.50	98,976.86	风力发电 58.42%、光伏发电 40.50%
浙江新能	浙江省新能源投资集团股份有限公司主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理；主要产品有风力发电、水力发电、光伏发电、氢能业务、绿证交易业务。公司运营的新能源电站主要位于浙江省内	2,388.40	1,733.20	452,341.71	风力业务 35.89%、光伏业务 42.41%
金开新能	金开新能源股份有限公司主营业务是新能源电力的开发、投资、建设及运营，主要包括光伏发电和风力发电两个板块。主要产品是风力发电、光伏发电、生物质发电。公司运营的新能源电站主要涵盖东北、西北、华北、华东和南方各个地区	3,097.00	1,257.00	332,774.83	风力发电 42.27%、光伏发电 56.94%

可比公司	基本情况	光伏装机容量 (MW)	风电装机容量 (MW)	营业收入 (万元)	营业收入构成
三峡能源	中国三峡新能源(集团)股份有限公司主营业务为风能、太阳能的开发、投资和运营。主要产品有海上风电、陆上风电、光伏发电。目前三峡新能源业务已覆盖全国 30 个省、自治区和直辖市, 装机规模、盈利能力等跻身国内新能源企业第一梯队。公司运营的新能源电站分布全国	19,824.20	19,416.60	2,648,547.24	风力发电:70.1084%;光伏发电:27.9843%
电投新能源	主要产品为电力, 收入主要来源于其建设运营的 5 座风电站、5 座光伏电站以及 2 座储能电站, 专注于将风能、太阳能等可再生能源进行开发并转换为电力。公司主要经营区域在宁夏地区	430.00	348.50	41,389.15	风力发电:69.61%;光伏发电:24.76%

同行业可比案例中, 可比交易选择的可比公司如下:

可比交易	标的资产	选择可比公司	选择依据
川能动力	川能风电 30%股权 美姑能源 26%股权 盐边能源 5%股权	中闽能源、节能风电、江苏新能	标的公司为风电项目
江苏新能	大唐滨海海上风力发电项目	中闽能源、节能风电、嘉泽新能、银星能源	标的公司为风电项目
广宇发展	鲁能新能源 100%股权	银星能源、中闽能源、节能风电、嘉泽新能	标的公司为风电项目
新筑股份	晟天新能源 51.60%股权	张家口亿泰、怀来亿鑫、宣化正亿、张家口正利、亿源新能源、神木顺利	标的公司为光伏项目, 可比公司主要为上市公司并购交易中标的公司
龙源电力	云南新能源等 8 个标的的股权	节能风电、中闽能源、嘉泽新能	标的公司主要从事风力发电业务

中闽能源、节能风电、江苏新能、银星能源未纳入标的公司可比公司范围的主要原因系相关企业的风电装机规模占比显著高于标的公司。

可比公司同时经营光伏发电及风电业务, 且光伏装机与风电装机容量比例与标的公司接近 (如立新能源、浙江新能、金开新能、三峡能源), 此外, 可比公司选择亦考虑了主要经营区域的影响 (如嘉泽新能虽然其风电装机占比显著高于标的公司, 但其在宁夏地区新能源电站数量较多, 因此将其纳入可比公司范围)。基于上述上市公司的营业收入结构、经营区域等因素, 本次可比公司选取标准客

观、全面、公正。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露可比公司的经营区域、业务模式、收入结构、收入规模等情况，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（五）市场法评估情况”之“1、可比公司的选取”。

（十三）是否存在可能影响评估结果的期后事项，如是，请说明具体情况。

评估基准日后电投新能源与宁夏电投共同投资设立盐池新能源，盐池新能源的设立主要为了募投项目的实施，募投项目未纳入本次置入资产收益法和市场法估值的评估范围，因此盐池新能源的设立不影响本次置入资产的评估值。

本次评估基准日后，不存在其他可能影响评估结果的期后事项。

上市公司已在《重组报告书》中补充披露可比公司的经营区域、业务模式、收入结构、收入规模等情况，详见《重组报告书》之“第六节 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（八）评估基准日至重组报告书签署之日可能对评估结果有影响的重要变化事项”。

（十四）充分提示相关风险

上市公司已在重组报告书之“重大风险提示”之“一、与拟置入资产相关风险”及“第十三节 风险因素”之“二、与拟置入资产相关风险”补充提示置入资产评估的相关风险：

“（一）拟置入资产的估值风险

根据《置入资产评估报告》，以 2024 年 7 月 31 日为评估基准日，电投新能源 100%股权的评估值为 107,124.00 万元，较电投新能源经审计归母净资产 92,892.38 万元增值 14,231.62 万元，评估增值率为 15.32%。置入资产的交易价格根据资产评估机构出具的并经自治区国资委备案的《置入资产评估报告》载明的评估结果，经交易双方协商确定。

本次置入资产收益法评估中，各项目基础电价、补贴电价、放电单价、调峰单价、厂用电及线路损耗率、风电场发电利用小时数及补贴利用小时数、光伏电

站剔除组件衰减影响后的发电利用小时数及补贴利用小时数、储能电站剔除电池衰减影响后的放电量及调峰量在预测期保持不变，本次评估预测的各项参数考虑了上述各假设参数历史期间的变化趋势及实际情况，且 2024 年 8-12 月上述参数的实际情况与评估预测值相比未发生重大不利变化。

本次评估预测各电站保障性收购电量、市场化交易电量占比时主要依据 2024 年 1-7 月标的公司实际情况，保障性收购电价采用现阶段宁夏地区燃煤标杆电价（即 259.50 元/MWh）进行预测。根据 2025 年 2 月国家发展改革委、国家能源局联合发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），存量新能源项目（2025 年 6 月 1 日以前投产）在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例不得高于上一年，机制电价不高于当地煤电基准价。因此，若未来标的公司保障性收购电量占比下降或保障性收购电价下降，将对本次评估结果产生一定不利影响。

鉴于资产评估中的分析、判断和结论受相关假设和限定条件的制约，本次评估包含的相关假设、限定条件及特别事项等因素的不可预期变动，可能对本次评估结果准确性造成影响。若上网电价（包括基础电价、补贴电价）、上网电量、发电利用小时、补贴利用小时数、调峰补偿单价、调峰量、放电量及放电单价下降将对评估产生不利影响，假设上网电价下降 10 元/兆瓦时，对标的公司估值影响比例为 10.70%，假设发电利用小时数或上网电量下降 1%，对标的公司估值影响比例为 2.74%，假设补贴利用小时数下降 5%，对标的公司估值影响比例为 1.62%，假设调峰补偿单价、放电单价下降 10 元/兆瓦时，对标的公司估值影响比例分别为 0.70%及 0.58%，假设调峰量、放电量分别下降 10%，对标的公司估值影响比例分别为 3.70%及 0.59%。提请投资者注意本次交易标的公司的估值风险。”

“（十四）调峰补偿单价调减的风险

根据《宁夏电力辅助服务市场运营规则》规定，储能侧调峰补偿单价上限为 600 元/兆瓦时。截至评估基准日，宁东储能电站已通过实验验收并已按 600 元/兆瓦时（含税）结算，青龙山共享储能电站实际已于 2024 年 11 月底通过验收并按 600 元/兆瓦时开始结算，本次评估预测时储能电站 2025 年及以后的调峰单价亦按照 600 元/兆瓦时进行预测。考虑到 600 元/兆瓦时为现阶段储能侧调

峰的补偿单价上限，如未来辅助服务市场政策发生变化导致储能侧调峰补偿单价低于 600 元/兆瓦时，将对标的公司的盈利能力产生一定不利影响。”

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅标的公司提供的各电站历史年度结算单及各电站补贴电价批复文件；查阅了《宁夏回族自治区物价局关于电价调整有关事项的通知》《宁夏回族自治区深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》及关于核定各年度宁夏优先发电优先购电计划的通知等电价政策性文件。

2、查阅标的公司提供的历史年度发电数据及相关生产月报、年报；查阅国家电网宁夏出具的结算单及标的公司签署的《购售电合同》，统计标的公司各电站历史年度保障性收购电量占比；查阅宁夏地区关于新能源电力保障性收购的相关政策文件。

3、查阅标的公司历史年度各项目发电利用小时数统计资料；查阅了标的公司报告期内近期新建项目的可研报告；查阅了同行业可比交易案例披露的重组报告书及问询回复，查阅了新能源发电行业的研究报告等。

4、查阅标的公司历史年度各项目补贴利用小时数统计资料，查阅《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》等政策性文件。

5、查阅标的公司提供的历史期检修计划，查阅标的公司历史年度各项目厂用电及线路损耗统计数据。

6、查阅《置入资产评估报告》，访谈标的公司管理层，了解储能电站未来充放电量、调峰量预测情况，查阅《宁夏电力辅助服务市场运营规则》等宁夏地区储能电站的电力交易政策及报告期内储能电站的结算单，查阅《自治区发展改革委关于加快储能设施建设的通知》等宁夏地区的新能源配储政策。

7、查阅标的公司提供的花名册及薪酬明细表，计算标的公司历史年度人均薪酬；访谈标的公司管理层，了解标的公司 2024 年度人工成本预算情况及未来经营规划；查阅宁夏统计局发布的城镇非私营单位就业人员及电力、燃气及水的

生产和供应业年平均工资等数据。

8、查阅标的公司各项目报告期内发生的技改项目备案文件；访谈标的公司管理层关于未来主要设备更新的计划安排，查阅了同行业可比交易案例中关于设备更新的假设情况。

9、查阅税务总局关于“三免三减半”的税收优惠政策，访谈标的公司管理层，了解标的公司各电站“三免三减半”的适用情况。

10、查阅标的公司有息负债明细表，计算标的公司有息负债加权平均利率，查阅折现率计算的相关假设。

11、查阅华仪风能未决诉讼与仲裁事项相关的诉讼仲裁文书，如起诉书、答辩状、受理案件通知书、民事判决书、民事裁定书、仲裁裁决书、协助执行通知书及电投新能源书面异议等材料；访谈标的公司财务负责人，了解公司向华仪风能采购设备情况以及账务处理情况，查阅与华仪风能签订的相关采购合同，检查交易付款条款和质保金条款等。

12、查阅可比公司的年度报告等公开披露文件。

13、访谈标的公司管理层，查阅标的公司 2024 年度未审报表，了解是否存在可能影响评估结果的期后事项。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、本次评估已充分考虑宁夏地区电价指导政策变化及对上网电价的影响、宁夏地区新能源电力的长期消纳情况、同行业可比交易电价预测方式及电投新能源电价季节性因素等，主要参考 2024 年 1-7 月电价水平预测未来年度基础电价，补贴电价报告期内保持不变且考虑补贴政策延续性，因此预测全生命周期内保持不变，电价的预测依据具有谨慎性和合理性，假设未来上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化具有谨慎性和合理性。

2、标的公司 2024 年 1-7 月的市场化交易电量占比约为 90%，2024 年全年保障性收购电量占比未显著下降，根据已公告的 2025 年优先发电计划政策测算，

2025 年标的公司新能源电站被纳入优先发电计划电量较 2024 年有所上升，标的公司未来市场化交易电量占比较为稳定，按照 2024 年 1-7 月的保障性收购基础电量占总发电量的比率对未来进行预测且未来年度不变的针对性假设具备谨慎性和合理性，上网电量的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。

3、标的公司各项目历史期发电利用小时存在小幅波动，主要受当年风光资源情况及电网消纳能力的影响，长周期来看较为稳定，本次评估预测未来各项目发电利用小时数主要参考各个电站历史期发电利用小时数数据，发电利用小时数的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。

4、标的公司各项目补贴利用小时系结合历史实际情况及预测期的发电利用小时进行测算，且各项目补贴均考虑了补贴期限上限为 20 年及补贴可利用小时数孰低原则，除太阳山风电场五六期外其余项目预测全生命周期使用补贴利用小时数均未超过可补贴小时数上限（即风电项目 40,000 小时、光伏项目 32,000 小时），补贴利用小时数的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。

5、本次评估预测期内各个电站的厂用电及线路损失率均处于历史厂用电及线路损失率波动范围之内，采用历史平均值预测未来厂用电及线路损耗率具有充分性、谨慎性、合理性。

6、本次评估参考储能电站 2024 年 1-7 月放电量及放电单价、调峰量及调峰单价数据并结合电投新能源管理层预测数据对未来的储能业务收入进行预测，储能业务收入的预测依据具有充分性、谨慎性、合理性。

7、本次评估预测 2024-2028 年标的公司每年人均薪酬增长 5%，2028 年以后人工成本不再增长，已充分考虑了标的公司人工成本的变动趋势及宁夏地区行业薪酬变动情况，2028 年以后标的公司现有电站将进入稳定运营阶段，预测 2028 年后人工成本不再增长具有谨慎性和合理性。

8、报告期内，标的公司各个电站主要设备运行正常，未发生大规模主要设备的迭代更新情况。目前电投新能源暂无光伏、风电项目大规模更新换代计划，且本次评估已对各个电站为维持设备正常运转所需投入的必要维修费和材料费用在营业成本中进行了预测，本次评估不考虑电站主要设备的更新支出具有谨慎

性和合理性。

9、本次评估假设已考虑各项税费的计税依据并据此计算相关税费，已考虑各电站享受“三免三减半”政策的执行期限对所得税的影响；截至评估基准日，标的公司部分并网时间较晚的电站仍在“三免三减半”所得税优惠政策的优惠期间，其余电站“三免三减半”政策已到期。

10、本次评估折现率计算过程中使用的债务资本成本与电投新能源的债务成本不存在明显差异，折现率预测具有谨慎性、合理性。

11、本次评估的溢余资产测算中，已考虑了华仪风能对电投新能源享有债权情况以及电投新能源实际付现需求，溢余资产预测具有谨慎性、合理性。

12、本次可比公司选取标准主要基于营业收入结构、光伏装机与风电装机容量比例及主要经营区域等因素，可比公司选取标准客观、全面、公正。

13、本次评估基准日后，不存在可能影响评估结果的期后事项。

问题九 关于标的资产的成本费用

申请文件显示：（1）电投新能源主营业务成本包括固定资产折旧、职工薪酬、外购动力等，报告期各期，固定资产折旧分别为 12,452.41 万元、15,401.42 万元、12,077.80 万元，职工薪酬分别为 1,108.91 万元、1,307.48 万元、796.93 万元，外购动力费用分别为 130.74 万元、486.51 万元、1502.31 万元；（2）报告期各期，前五大供应商变化较大，标的资产向前五大供应商采购金额分别为 20,190.12 万元、113,231.41 万元、9,858.04 万元，占比分别为 91.27%、97.34%、93.33%，主要系报告期内风电、光伏及储能电站的施工建设、备品备件采购、设备维修、技术升级改造等；（3）报告期各期，电投新能源管理费用分别为 1,021.05 万元、1,220.01 万元、833.75 万元，主要为管理人员薪酬。

请上市公司补充说明：（1）结合各电站运营、主要机器设备使用、发电利用小时数等情况以及同行业公司相关情况，说明固定资产折旧金额变动的原因；（2）结合储能电站运营情况、电力缺口，说明外购动力的必要性及合理性；（3）结合前五大供应商设备工程款、设备采购款对应的工程项目、项目建设进度、验收情况、总预算及结算安排、采购所履行的程序、供应商资质、合作历史等，说明前五大供应商集中度较高的合理性；（4）结合电站投入使用情况、职工人数、平均薪酬及当地平均工资水平，说明成本中职工薪酬及管理人员薪酬变动的原因。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）结合各电站运营、主要机器设备使用、发电利用小时数等情况以及同行业公司相关情况，说明固定资产折旧金额变动的原因

报告期内，电投新能源固定资产具体情况如下：

单位：万元

2024年7月31日				
项目	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值
房屋及建筑物	4,971.97	1,948.30	-	3,023.67

运输设备	394.09	275.18	-	118.91
机器设备	399,111.87	103,594.97	211.22	295,305.68
办公及电子设备	379.64	212.20	-	167.45
合计	404,857.58	106,030.64	211.22	298,615.71
2023年12月31日				
项目	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值
房屋及建筑物	4,971.97	1,804.50	-	3,167.47
运输设备	335.42	229.27	-	106.15
机器设备	369,572.20	91,618.73	92.24	277,861.23
办公及电子设备	372.13	184.84	-	187.29
合计	375,251.72	93,837.34	92.24	281,322.13
2022年12月31日				
项目	账面原值	累计折旧	减值准备	账面价值
房屋及建筑物	3,974.75	1,539.05	-	2,435.70
运输设备	318.27	204.91	-	113.36
机器设备	254,597.56	76,489.06	75.24	178,033.26
办公及电子设备	211.81	153.42	-	58.40
合计	259,102.40	78,386.44	75.24	180,640.72

报告期内，电投新能源固定资产每期计提折旧金额如下所示：

单位：万元

报告期	期末累计折旧	本期计提折旧	本期折旧金额较上一期变动
2022 年	78,386.44	12,491.84	-
2023 年	93,837.34	15,450.90	2,959.06
2024 年 1-7 月	106,030.64	12,193.30	-

注：本期计提折旧为本期增加金额，未对本期因处置或报废而产生的减少金额进行抵减。

1、报告期内标的公司新投入运营的电站情况

电投新能源采用年限平均法对固定资产计提折旧，固定资产折旧金额变动的主要原因系报告期内新投入运营的新能源电站数量增多，导致机器设备原值及计提的折旧金额增加，具体情况如下：

序号	项目名称	规模	机器设备月折旧额（万元）	转固时间	2023 年机器设备折旧金额（万元）	2024 年 1-7 月机器设备折旧金额（万元）
1	青龙山共享储能电站一期	100MW/200MWh	166.37	2023 年 12 月	-	1,164.58
2	宁东复合光伏电站	200MW	218.02	2023 年 5 月	1,526.16	1,526.16
3	宁东储能电站一期	100MW/200MWh	200.19	2023 年 6 月	1,201.16	1,401.36
4	中卫复合光伏电站	100MW	116.82	2024 年 2 月	-	584.11
合计			701.40	-	2,727.33	4,676.21

2、标的公司主要机器设备使用情况

项目	设计利用小时数（小时）	实际发电利用小时数（小时）		
		2022 年	2023 年	2024 年 1-7 月
太阳山光伏电站一期	1,544	1,538.80	1,427.99	850.39
太阳山光伏电站二期	1,480	1,410.40	1,368.97	835.73
太阳山光伏电站三期	1,675	1,687.86	1,769.22	1,006.62
太阳山风电场一期	1,941-2,020	1,623.65	1,762.60	596.19
太阳山风电场二期	2,012	1,455.10	1,680.13	828.25
太阳山风电场三四期	2,093-2,138	1,720.30	1,957.52	924.41
太阳山风电场五六期	2,149-2,189	2,132.72	2,323.61	1,134.40
灵武风电场	1,954	1,143.02	1,350.60	614.06
中卫复合光伏电站	1,650	-	0.70	775.16
宁东复合光伏电站	1,630	-	877.33	947.14

注：宁东复合光伏电站及中卫复合光伏电站的转固时间分别为2023年及2024年，报告期内存在非全周期运行的情况。

3、同行业公司相关情况

（1）转固政策

电投新能源转固的会计政策为在建工程在达到预定可使用状态时，转入固定资产并自次月起开始计提折旧，具体转固标准和时点如下：

类别	转为固定资产的标准和时点
新能源发电项目	发电机组通过并网试运行，具备试运验收条件之后转为固定资产

类别	转为固定资产的标准和时点
其他机器设备	设备经过调试可在一段时间内保持正常稳定运行，达到预定可使用状态

电投新能源可比公司的转固政策具体如下：

序号	证券简称	证券代码	转固政策
1	嘉泽新能	601619	在建工程在达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或工程实际成本等，按估计的价值结转固定资产，次月起开始计提折旧，待办理了竣工决算手续后再对固定资产原值差异进行调整。
2	立新能源	001258	在建工程项目按建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的全部支出，作为固定资产的入账价值。所建造的在建工程已达到预定可使用状态，但尚未办理竣工决算的，自达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或者工程实际成本等，按估计的价值转入固定资产，并按本公司固定资产折旧政策计提固定资产的折旧，待办理竣工决算后，再按实际成本调整原来的暂估价值，但不调整原已计提的折旧额。
3	浙江新能	600032	在建工程成本按实际工程支出确定，包括在建期间发生的各项必要工程支出、工程达到预定可使用状态前的应予资本化的借款费用以及其他相关费用等。在建工程在达到预定可使用状态时转入固定资产。其中，风电站的转固标准和时点为风力发电机组通过 240 小时试运行并实现并网发电，光伏电站的转固标准和时点为光伏发电机组通过 240 小时试运行并实现并网发电。
4	金开新能	600821	在建工程在工程完工达到预定可使用状态时，结转固定资产。预定可使用状态的判断标准，应符合下列情况之一：固定资产的实体建造（包括安装）工作已经全部完成或实质上已经全部完成；已经试生产或试运行，并且试运行结果表明其能够正常运转或营业；该项建造的固定资产上的支出金额很少或者几乎不再发生；所购建的固定资产已经达到设计或合同要求，或与设计或合同要求基本相符。
5	三峡能源	600905	在建工程在达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或工程实际成本等，按估计的价值结转固定资产，次月起开始计提折旧，待办理了竣工决算手续后再对固定资产原值差异进行调整。

电投新能源在建工程转固政策与行业可比公司整体一致。

（2）折旧政策

电投新能源各项目主要固定资产的折旧政策如下表所示：

1) 新能源发电项目

报告期内，电投新能源的新能源发电项目主要机器设备、房屋及建筑物的折旧年限为 20 年，残值率为 5%，折旧方法为年限平均法。其中，主要风电及光伏设备的预期使用寿命和折旧年限为电投新能源根据过往运营经验，结合主要设备的设计使用寿命和实际使用寿命得出。

同行业新能源发电项目的折旧年限、残值率、折旧方法如下：

证券简称	证券代码	项目/类别	折旧年限	残值率
中绿电	000537	青海茫崖 50 万千瓦风力发电项目	20 年	5%
川能动力	000155	凉山州会东县淌塘二期风电项目	20 年	5%
太阳能	000591	中节能扬州真武 150MW 渔光互补光伏发电项目	20 年	5%
太阳能	000591	中节能关岭县普利长田 100MW 农业光伏电站项目	20 年	5%
吉电股份	000875	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	20 年	5%
吉电股份	000875	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	20 年	5%
吉电股份	000875	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	20 年	5%

电投新能源新能源发电项目的固定资产折旧政策与同行业上市公司相比不存在显著差异，固定资产折旧政策符合行业特点。

2) 储能项目

根据电投新能源储能电站项目的可行性研究报告，两个储能项目的整体使用年限分别为 12 年、15 年，残值率均为 5%。储能项目各机器设备的使用寿命不同，如电芯的使用寿命在 10 年以上，电池舱使用寿命在 20 年以上，储能变流器使用寿命在 25 年以上。因此，电投新能源在确定储能项目机器设备的整体折旧年限时，综合考虑上述因素，将储能项目的折旧年限确定为 12 年，折旧方法为年限平均法。

同行业储能电站项目的折旧年限如下表所示：

证券简称	证券代码	项目/类别	折旧年限	残值率
银星能源	000862	宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目-储能系统	10 年	5%
林洋能源	601222	储能电站	10 年	0%
南都电源	300068	专用设备（储能电站）	10 年	5%

ST 易事特	300376	储能电站	10-15 年	5%
普路通	002769	储能设备	10-15 年	0-5%
漳州发展	000753	漳浦盐场 100MW 渔光互补光伏发电项目中的储能设备	12 年	5%

同行业储能电站项目的折旧年限/经济效益测算年限通常在 10-15 年之间。其中，ST 易事特、普路通的储能电站折旧年限均为 10-15 年，漳州发展在对漳浦盐场 100MW 渔光互补光伏发电项目进行经济效益测算时，其配套储能设备的折旧年限为 12 年，与电投新能源相同。电投新能源储能项目残值率与同行业上市公司一致，机器设备的折旧年限符合项目整体设计使用寿命，与可比公司储能项目/设备的折旧年限不存在显著差异。

综上，电投新能源的固定资产折旧金额变动原因具有合理性。

（二）结合储能电站运营情况、电力缺口，说明外购动力的必要性及合理性；

报告期内，标的公司储能电站运营情况如下：

1、宁东储能电站一期

项目	单位	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
储能容量	-	100MW/200MWh	100MW/200MWh	-
出租容量	MW	21.95	21.95	-
放电量	MWh	29,212.46	25,587.92	-
调峰量	MWh	36,110.68	26,804.57	-
顶峰量	MWh	1,661.14	3,854.70	-

2、青龙山共享储能电站一期

项目	单位	2024 年 1-7 月	2023 年	2022 年
储能容量	-	100MW/200MWh	100MW/200MWh	-
出租容量	MW	5.00	-	-
放电量	MWh	31,694.08	2,249.28	-
调峰量	MWh	34,575.02	2,397.48	-
顶峰量	MWh	1,328.36	-	-

标的公司在运营的储能电站宁东储能电站一期和青龙山共享储能电站一期均为独立储能电站，作为独立主体直接接入电网。标的公司储能电站收入主要来

自电力辅助服务收入和储能容量租赁收入，而辅助服务收入主要来自调峰交易和顶峰交易。调峰交易中储能电站吸收富余电能释放新能源消纳空间，顶峰交易中储能电站通过释放存储电能缓解电力供应压力。根据宁夏回族自治区发改委《关于促进储能健康发展的通知》，独立储能电站上下网电量执行火电基准电价。

因此标的公司储能电站从电网充电及放电时，均需按照宁夏地区燃煤标杆电价先结算充电费及放电费，再由国电网宁夏根据当月的充放电情况结算调峰收入及顶峰收入。

报告期各期，标的公司外购动力费分别为 130.74 万元、486.51 万元和 1,502.31 万元，主要与国电网宁夏结算，系独立储能电站为实现电力辅助服务收入从电网充电所产生的外购电费，具备必要性和合理性。

（三）结合前五大供应商设备工程款、设备采购款对应的工程项目、项目建设进度、验收情况、总预算及结算安排、采购所履行的程序、供应商资质、合作历史等，说明前五大供应商集中度较高的合理性

1、前五大供应商设备工程款、设备采购款对应的工程项目、项目建设进度、验收情况、总预算及结算安排、采购所履行的程序、供应商资质、合作历史

报告期内，标的公司前五大供应商设备工程款、设备采购款对应的工程项目主要包括：中卫光伏项目、宁东光伏复合项目、宁东储能电站一期、青龙山共享储能电站一期和宁东 1GW 光伏基地 330kV 输变电工程项目等。

（1）中卫光伏项目

EPC 总包方	中国能源建设集团广东火电工程有限公司
项目建设进度	已完工，并网投运
验收情况	2023 年 9 月至 2024 年 4 月完成进度验收
项目总预算	36,000 万元
结算安排	包括投料款、进度款及质保金
采购所履行的程序	公开招标
供应商资质	电力工程施工总承包特级资质，建筑、市政、机电工程总承包一级资质，环保、核工程专业承包资质，公路工程施工总承包、水利水电工程施工总承包资质
合作历史	与标的公司 2023 年开始合作，中卫新能源就中卫光伏项目工程 EPC 总承包进行招标，该供应商中标后开始业务合作

（2）宁东光伏复合项目

EPC 总包方	信息产业电子第十一设计研究院科技工程股份有限公司
项目建设进度	已完工，并网投运
验收情况	2022 年 8 月至 2023 年 5 月完成进度验收
项目总预算	34,966.6 万元
结算安排	包括投料款、进度款及质保金
采购所履行的程序	公开招标
供应商资质	工程设计资质证书综合甲级、建筑业企业资质（壹级）、建筑业企业资质（贰级）
合作历史	与标的公司 2021 年开始接洽，该供应商主要向标的公司提供初期咨询服务，2022 年双方签订《宁夏电投宁东 200MWp 光伏复合项目 EPC 总承包》合同，正式开始业务合作

（3）宁东储能电站一期

EPC 总包方	科华数据股份有限公司
项目建设进度	已完工，并网投运
验收情况	2022 年 9 月至 2023 年 9 月完成进度验收
项目总预算	83,091 万元
结算安排	包括投料款、进度款及质保金
采购所履行的程序	公开招标
供应商资质	电力工程施工总承包三级及以上资质、国家电力监管部门颁发的承装（修、试）三级及以上电力设施许可证及具有在有效期内的安全生产许可证，并具备电力行业工程设计乙级及以上或工程设计综合甲级资质；具有储能系统集成能力，储能系统集成商必须是专业的储能系统集成商，应具备储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）集成能力
合作历史	与标的公司 2022 年开始合作，电投新能源就宁东储能电站一期工程 EPC 总承包项目进行招标，科华数据中标后，双方开始合作

（4）青龙山共享储能电站一期

EPC 总包方	科华数据股份有限公司
项目建设进度	已完工，并网投运
验收情况	2023 年 7 月至 2024 年 6 月完成进度验收
项目总预算	36,500 万元
结算安排	包括投料款、进度款及质保金
采购所履行的程序	公开招标
供应商资质	电力工程施工总承包三级及以上资质、国家电力监管部门颁发的承装（修、试）三级及以上电力设施许可证及具有在有效期内的

	安全生产许可证，并具备电力行业工程设计乙级及以上或工程设计综合甲级资质；具有储能系统集成能力，储能系统集成商必须是专业的储能系统集成商，应具备储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）集成能力。提供相关检测报告或认证报告
合作历史	2022 年开始合作，电投新能源就宁东储能电站一期工程 EPC 总承包项目进行招标，科华数据中标后，双方开始合作

（5）宁东 1GW 光伏基地 330kV 输变电工程

EPC 总包方	中国能源建设集团安徽电力建设第二工程有限公司
项目建设进度	已完工，并网投运
验收情况	2024 年 11 月完成第一次进度验收
项目总预算	20,000 万元
结算安排	包括投料款、进度款及质保金
采购所履行的程序	公开招标
供应商资质	电力工程施工总承包特级、工程设计电力行业甲级、建筑工程施工总承包一级、市政公用工程施工总承包一级、机电工程施工总承包一级资质、民用核安全设备安装许可证
合作历史	与标的公司 2022 年开始合作，电投新能源就宁东 1GW 光伏基地 330kV 输变电工程 EPC 总承包项目进行招标，该供应商中标后开始合作

2、说明前五大供应商集中度较高的合理性

标的公司作为风电、光伏、储能电站的投资、开发及运营企业，主要采购内容均与电站项目的投资建设及运营相关。报告期各期，标的公司进行多个项目的投资建设，由于单个项目投资金额较大，且以 EPC 建设模式为主，因此对项目 EPC 供应商采购金额较大，供应商集中度较高，标的公司合作的 EPC 供应商均为业内知名 EPC 总包商。标的公司在各个项目建设过程中均严格履行招投标程序，并对供应商相关资质进行严格审查，确保供应商能够满足工程建设的相关要求。

综上，报告期内标的公司前五大供应商集中度较高具备合理性。

（四）结合电站投入使用情况、职工人数、平均薪酬及当地平均工资水平，说明成本中职工薪酬及管理人员薪酬变动的原因

报告期内，电投新能源陆续新增投运宁东复合光伏电站、宁东储能电站一期、

青龙山共享储能电站一期、中卫复合光伏电站，具体情况如下：

序号	项目名称	装机容量 (MW)	投运时间
1	宁东复合光伏电站	200.00	2023 年
2	宁东储能电站一期	100MW/200MWh	2023 年
3	青龙山共享储能电站一期	100MW/200MWh	2023 年
4	中卫复合光伏电站	100.00	2024 年

因报告期内新增投运的电站项目数量增加，电投新能源的生产人员和管理人员数量也相应增长，对应职工薪酬整体也呈现上涨趋势。

1、结合报告期投入使用的电站情况、职工人数、平均薪酬、当地平均工资水平，说明成本中职工薪酬变动的原因

报告期内，电投新能源生产人员数量、平均薪酬、当地平均工资水平具体如下：

单位：万元

项目	2024 年 7 月 31 日/ 2024 年 1-7 月	2023 年 12 月 31 日/2023 年度	2022 年 12 月 31 日/2022 年度
生产人员数量	72	62	48
生产人员增加数	10	14	/
生产人员工资总额	796.93	1,307.48	1,108.91
生产人员年平均薪酬	11.89	23.77	22.63
当地平均工资	-	16.10	14.75

注：上表 2024 年 1-7 月生产人员年平均薪酬未年化处理；生产人员年平均薪酬=生产人员工资总额/期初期末生产人员数量的平均值；当地平均工资系宁夏回族自治区统计局公布的全自治区电力、热力、燃气及水生产和供应业行业城镇非私营单位就业人员年平均工资，2024 年数据尚未公布，因此未填列。

2023 年度，电投新能源成本中职工薪酬的金额为 1,307.48 万元，较 2022 年增加 198.57 万元，主要系生产人员数量增加所致。2023 年度，电投新能源新增投运 3 个电站项目，配备的项目运维人员数量因此增加，电投新能源 2023 年末生产人员较上年末增加了 14 人，带动成本中职工薪酬金额有所增加。

2024 年 1-7 月，电投新能源成本中职工薪酬的金额为 796.93 万元，平均每月薪酬总额为 113.85 万元，较 2023 年度平均每月薪酬总额 108.96 万元有所增加，主要原因系 2024 年 1-7 月，电投新能源新增投运 1 个电站项目，同时为满

足未来快速发展的需要，电投新能源在 2024 年加大了人员招聘力度，生产人员数量增加。

报告期内，电投新能源的生产人员平均薪酬高于银川市电力行业年平均工资，主要系电投新能源系当地具有一定规模和实力的企业，经营效益较好，薪酬水平在经营所在地具有市场竞争力，其员工整体薪酬高于当地平均工资具备合理性。

2、结合报告期投入使用的电站情况、职工人数、平均薪酬、当地平均工资水平，说明管理人员职工薪酬变动的原因

报告期内，电投新能源管理人员数量、平均薪酬、当地平均工资水平具体如下：

单位：万元

项目	2024 年 7 月 31 日/ 2024 年 1-7 月	2023 年 12 月 31 日/2023 年度	2022 年 12 月 31 日/2022 年度
管理人员数量	36	30	30
管理人员增加数	6	-	/
管理人员工资总额	710.49	1,000.29	840.63
管理人员年平均薪酬	21.53	33.34	30.02
当地平均工资	-	16.10	14.75

注：上表 2024 年 1-7 月管理人员年平均薪酬未年化处理；管理人员年平均薪酬=管理人员工资总额/期初期末管理人员数量的平均值；当地平均工资系宁夏回族自治区统计局公布的全自治区电力、热力、燃气及水生产和供应业行业城镇非私营单位就业人员年平均工资，2024 年数据尚未公布，因此未填列。

2023 年度，电投新能源管理费用中职工薪酬金额为 1,000.29 万元，较 2022 年增加 159.66 万元，主要系 2023 年电投新能源业绩较好，管理人员绩效奖金增加所致。

2024 年 1-7 月，电投新能源管理费用中职工薪酬金额为 710.49 万元，平均每月薪酬总额为 101.50 万元，较 2023 年度平均每月薪酬总额 83.36 万元有所增加，主要系随着新增投运项目的增加和公司规模的扩大，电投新能源配备的管理人员数量增加所致。

报告期内，电投新能源的管理人员平均薪酬高于银川市电力行业年平均工资，主要系电投新能源系当地具有一定规模和实力的企业，经营效益较好，薪酬水平

在经营所在地具有市场竞争力，其员工整体薪酬高于当地平均工资具备合理性。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅标的公司固定资产折旧明细表，查阅标的公司新能源电站项目的可行性研究报告及经营月报，查询同行业公司及其可比公司新能源电站的转固政策及折旧政策，查阅报告期内转固新能源电站的并网通知书。

2、访谈标的公司管理层，了解储能电站盈利模式；查阅报告期内标的公司储能电站可行性研究报告、采购电费结算单、支付凭证等。

3、查阅报告期内标的公司采购明细表、前五大供应商的主要采购合同、主要工程项目的招标文件等资料，实地走访标的公司报告期内前五大供应商。

4、查阅《宁夏电投新能源有限公司职工薪酬管理办法》、员工花名册、职工薪酬明细表，访谈电投新能源管理层，了解电投新能源人员薪酬制定依据、职工人数和薪酬总额变动原因，查询宁夏回族自治区统计局公布的当地平均工资，并与电投新能源员工薪酬水平进行对比。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、报告期内，标的公司固定资产折旧金额增加主要系新投入运营的新能源电站数量增多所致，具备合理性。

2、报告期内，标的公司储能电站外购动力费主要来自于独立储能电站运营所必需的电力采购，具备必要性和合理性。

3、报告期内，标的公司前五大供应商采购集中度较高主要系报告期内新增多个大型项目投资建设、单一项目以 EPC 建设模式为主采购金额较大所致，具备合理性。

4、报告期内，标的公司成本及管理费用中职工薪酬增加主要系新投入运营的电站项目数量增多、人员数量增加所致，具备合理性。

问题十 关于上市公司

申请文件显示：（1）上市公司第一大股东宝塔石化集团有限公司（以下简称宝塔集团）持有上市公司 34.99%股份。宝塔集团于 2020 年 11 月 27 日签署《关于放弃表决权的承诺函》，放弃所持股票的全部表决权，时间为自重整投资人获得转增股票登记之日起生效，有效期至承诺函生效之日满 36 个月或承诺方及其一致行动人或/关联方直接或间接持有公司的股份低于 10%之日。2023 年 11 月 14 日，宝塔集团继续签署了《关于放弃表决权的承诺函》，有效期为 36 个月。截至目前，宝塔集团破产重整工作尚未完成。（2）上市公司因在未取得相关供地手续的情况下进行项目建设，先后于 2015 年 3 月、2022 年 6 月收到责令退回土地、没收建筑物及罚款等行政处罚，但相关资源管理主管部门未实际收回相关土地及对地上建筑物进行强制拆除。（3）公司在收到《行政处罚决定书》时未及时确认财产损失，导致公司 2015 年至 2023 年年度报告、2024 年半年度报告存在会计差错，公司因此收到深交所及宁夏证监局的监管函。

请上市公司补充说明：（1）上市公司与宝塔集团在业务、人员、资产、机构、财务等方面是否保持独立，结合宝塔集团破产重整的最新进展情况、对所持上市公司股权的处置方案，说明《关于放弃表决权的承诺函》在有效期内是否对任何持有相应上市公司股权的持有方均产生约束力；（2）结合上述情况，说明宝塔集团破产重整是否可能对上市公司控制权稳定性及经营活动造成不利影响，是否可能对本次交易造成实质性影响，本次交易是否可能构成重组上市；（3）结合相关法律法规及行政处罚情况，说明上市公司前述“未批先建”的行为是否属于重大违法行为，并全面核查上市公司是否存在其他“未批先建”及其他违法违规情形，是否可能对本次交易构成重大不利影响；（4）上述会计差错的发现、处理及更正的过程，对相关财务数据的影响，相关会计处理是否符合《企业会计准则》的规定，并说明上市公司会计基础是否薄弱，与财务报告相关的内部控制是否有效，本次交易申请文件中的财务数据是否真实、准确，上市公司是否存在其他会计处理不规范的情形；（5）责令退回的土地及没收的建筑物是否包含于本次交易的置出资产中，如是，说明会计差错更正对相关资产评估结果的影响。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请律师核查（1）（2）（3）、会计师核

查（4）、评估师核查（5）并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）上市公司与宝塔集团在业务、人员、资产、机构、财务等方面是否保持独立，结合宝塔集团破产重整的最新进展情况、对所持上市公司股权的处置方案，说明《关于放弃表决权的承诺函》在有效期内是否对任何持有相应上市公司股权的持有方均产生约束力

1、上市公司与宝塔集团在业务、人员、资产、机构、财务等方面是否保持独立

最近三年，上市公司与宝塔集团在业务、人员、资产、机构、财务等方面均保持独立，具体如下：

（1）业务独立

上市公司主要从事轴承、船舶电器的生产与销售，已根据业务需要设立了独立的业务部门，具有独立的采购、生产和销售业务体系，拥有独立的采购和销售渠道，并以自己的名义对外展开业务和签订合同，不存在依赖宝塔集团及其控制的其他企业的情形。此外，上市公司最近三年与宝塔集团及其控制的其他企业之间不存在关联交易。

综上，上市公司业务独立于宝塔集团，不存在依赖宝塔集团及其控制的企业的情形。

（2）人员独立

上市公司的现任非职工董事、非职工监事由股东会选举产生，职工董事及职工监事由上市公司职工代表大会选举产生，发行人现任总经理、副总经理、财务负责人、董事会秘书等高级管理人员均由上市公司董事会聘任。宁国运自 2020 年 12 月取得上市公司控制权以来，上市公司的非独立董事、非职工监事均由宁国运提名，并按照国有企业组织人事任免相关规定履行了相应程序。上市公司董事、监事、高级管理人员的选聘符合法律、法规、规范性文件及《公司章程》的

规定，不涉及由宝塔集团提名或任免的情形。

此外，上市公司的总经理、副总经理、财务负责人、董事会秘书等高级管理人员均在上市公司专职工作并领取薪酬，不存在在宝塔集团及其控制的其他企业领取薪酬或担任除董事、监事以外的其他职务的情形；上市公司的财务人员也未在宝塔集团及其控制的其他企业中兼职。

综上，上市公司的人员与宝塔集团保持独立。

(3) 资产独立

上市公司拥有或合法使用其生产经营所必要的经营场所、生产设备及配套设施等资产，截至本问询回复出具日，上市公司拥有的主要资产不存在重大权属纠纷；上市公司合法拥有与业务经营有关的不动产、专利、注册商标、生产经营设备等重要资产的所有权或使用权，资产权属清晰、完整。

综上，上市公司的资产与宝塔集团保持独立。

(4) 机构独立

上市公司已经按照法律、法规、规范性文件和《公司章程》的规定设立了股东大会、董事会、监事会等经营决策机构，建立了独立董事和董事会秘书制度，董事会下设战略委员会、审计委员会、薪酬与考核委员会和提名委员会四个专门委员会，各机构独立行使各自的职权。同时，发行人根据市场、经营环境需要设置了职能部门，并对各职能部门的职责进行分工。此外，上市公司设立了符合自身经营特点的组织机构，并建立了独立完整的法人治理结构，各组织机构依照《公司章程》和各项规章制度行使职权，具有独立对外开展经营活动所必需的条件，发行人可独立行使经营管理职权，不存在与宝塔集团及其控制的企业混合经营、合署办公等机构混同的情形。

综上，上市公司的机构与宝塔集团保持独立。

(5) 财务独立

上市公司设立了独立的财务部门，配置了独立的财务人员，建立了独立、完整的财务核算体系，能够独立作出财务决策，具有规范的财务会计制度及对子公

司的财务管理制度。截至本问询回复出具日，上市公司及其子公司独立设立银行账户，不存在与宝塔集团及其控制的其他企业共用银行账户的情况；上市公司及其子公司分别在税务部门办理了税务登记，依法独立纳税，不存在与宝塔集团或其他关联方混合纳税的情形；上市公司不存在货币资金或其他资产被宝塔集团或其控制的企业占用的情况，也不存在为宝塔集团或其控制的企业提供担保的情况。因此，上市公司的财务独立于宝塔集团。

综上，最近三年，上市公司与宝塔集团在业务、人员、资产、机构、财务等方面均保持独立。

2、结合宝塔集团破产重整的最新进展情况，对所持上市公司股权的处置方案，说明《关于放弃表决权的承诺函》在有效期内是否对任何持有相应上市公司股权的持有方均产生约束力

（1）宝塔集团破产重整的最新进展

2024 年 12 月 27 日，银川市中级人民法院作出（2023）宁 01 破 17-5 号《民事裁定书》，裁定：一、批准《宝塔集团等 167 家公司实质合并重整计划（草案）》（以下简称“《重整计划（草案）》”）；二、终止宝塔石化集团有限公司等 167 家公司实质合并重整程序。

根据《重整计划（草案）》，涉及宝塔集团持有的上市公司股份处置安排的主要内容如下：

①重整架构：宝塔集团按照业务类型分为保留资产和处置资产。保留资产主要包括炼化板块、油气板块、部分宝塔实业股票以及其他相关资产，拟在重整计划经法院裁定批准后持续招募战略投资人；除上述保留资产外的资产为处置资产，后续进行统一管理并适时处置。为实现保留资产与处置资产的隔离，由宝塔集团作为发起人设立两个信托计划，分别归集保留资产和处置资产，其中保留资产将注入信托计划 1，处置资产将注入信托计划 2。宝塔集团作为两个信托计划委托人享有信托受益权，同时因债务归集成为 167 家公司对外负债主体。宝塔集团通过向相应债权人分配信托受益份额的方式清偿债务，债权人通过持有两个信托计划的信托受益份额，间接持有宝塔集团等 167 家公司各板块资产，从而分享重整

主体的运营及处置收益。

②出资人权益调整：宝塔集团等 167 家公司不能清偿到期债务，且根据审计报告、评估报告和债权审查情况，严重资不抵债。为依法保障全体债权人的合法权益，根据《企业破产法》，本次重整安排对重整主体出资人权益进行调整，使重整主体的权益全部归属于债权人。

③债权调整及清偿方案：通过现金及分配信托受益份额的方式实现对债权人的综合清偿。其中职工债权、社保债权、税款债权通过现金方式全额清偿，其余债权人通过现金+分配信托受益份额的方式清偿。其中，普通债权、有特定财产担保债权每家债权人 20 万元以下（含 20 万元）的部分，在重整计划执行期内以现金方式全额清偿；普通债权、有特定财产担保债权每家债权人超过 20 万元的部分，通过分配信托计划受益份额进行综合受偿。

因此，根据《重整计划（草案）》，宝塔集团持有的宝塔实业的股份将会分为两个部分，一部分作为保留资产，一部分作为处置资产，均会纳入信托计划中，通过向债权人分配信托受益份额的方式进行清偿。除上述内容外，《重整计划（草案）》并未明确纳入保留资产及处置资产中涉及的宝塔实业股份的具体份额。

（2）对所持上市公司股权的处置方案

宝塔集团所持有的上市公司股份是其重整计划中的重要偿债资源，宝塔集团在重整计划执行过程中关于上市公司股份的处置会积极配合支持宝塔实业本次重组的实施，将避免因处置上市公司股份导致上市公司控制权发生变更从而影响到本次重组的实施，进而影响其重整计划的实施效果。

根据宝塔集团破产重整管理人 2024 年 10 月出具的《关于宝塔集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业 34.99%股份情况的说明》，管理人关于未来所持上市公司股份的处置计划如下：

“三、宝塔集团重整不会导致宝塔实业控制权不稳定

一是股份将被拆散处置，不构成当前控制权的影响。宝塔集团所持宝塔实业股份将至少被分拆为三份，其中已质押的约 8.26% 股份将全部处置回款偿债，剩余约 26.73% 股份约一半（不超过 15%）将择机分次进行处置，另一半（不超过 15%）

进行保留以待增值。

二是宝塔集团不存在谋求上市公司控制权的动因。宝塔集团债务风险自2018年爆发，目前已严重资不抵债，人员流失严重，不具备控制或支持宝塔实业的资金实力和人力资源，已于2020年自愿放弃表决权并同意宁夏国资向宝塔实业增资并扩股进行实际控制管理，同时承诺在放弃表决权期间不会单独或共同谋求上市公司控制权。此外，宝塔集团债务风险化解需要较多资金进行偿债，因此计划通过将所持宝塔实业部分股票拆散出让以回款偿债，化解自身债务风险。

根据《宝塔集团等167家公司重整计划（草案）》相关内容及重整计划相关执行方案，结合本函前文所述，宝塔集团重整计划不存在将全部34.99%股份或超过15%的部分股份一次性进行转让给同一第三方的可行性及相关规划。宝塔集团处置宝塔实业部分股份后剩余持有的股份在《关于放弃表决权的承诺函》有效期内继续适用放弃表决权和不谋求控制权的承诺内容。宝塔集团及重整计划中的所有潜在股权受让方的持股比例预计将远低于宁夏国资持有宝塔实业的股份比例。因此，综上所述，宝塔集团重整计划预计不会导致宝塔实业控制权不稳定或控制权发生变更。”

宝塔集团破产重整管理人已于2025年1月出具《关于宝塔集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业34.99%股份情况的说明之确认函》，确认银川市中级人民法院裁定批准《重整计划（草案）》后，管理人关于未来所持上市公司股份的处置计划较2024年10月出具的说明无变化。

（3）《关于放弃表决权的承诺函》在有效期内是否对任何持有相应上市公司股权的持有方均产生约束力

根据《公司法》第四条规定：“有限责任公司的股东以其认缴的出资额为限对公司承担责任；股份有限公司的股东以其认购的股份为限对公司承担责任。公司股东对公司依法享有资产收益、参与重大决策和选择管理者等权利。”

根据《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》第十六条规定：“【承诺的承继】收购人成为上市公司新的实际控制人时，如原实际控制人承诺的相关事项未履行完毕，相关承诺义务应予以履行或由收购人予以承接，相关事项应在收购报告书或权益变动报告书中明确披露。承诺人作出股份限售等承诺的，

其所持有股份因司法强制执行、继承、遗赠等原因发生非交易过户的，受让方应当遵守原股东作出的相关承诺。”

就宝塔集团重整计划实施过程中拟进行处置的宝塔实业股份，根据《公司法》第四条的上述规定，公司股东对公司依法享有收益权、决策权和选择管理者的权利；对于宝塔集团所持宝塔实业相关股份处置后，受让方作为上市公司股份的股东，除非有其他法规明确规定，否则应当享有股东完整的权利，包括收益权、决策权和选择管理者等权利。

根据《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》第十六条关于上市公司承诺义务人承诺承继的规定，宝塔集团在重整计划实施过程中处置的宝塔实业股份，相关股份的受让方不属于“收购人成为上市公司新的实际控制人”的情形，不适用应当承继承诺的规定。相关股份受让方并无承继放弃表决权承诺的法定义务。

综上，根据《重整计划（草案）》、宝塔实业破产管理人出具的《关于宝塔集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业 34.99%股份情况的说明》及相关法规规定，对于纳入保留资产的宝塔集团持有的宝塔实业股份（预计占比不超过 15%），在《关于放弃表决权的承诺函》有效期内继续适用放弃表决权和不谋求控制权的承诺；对于已质押且将直接进行处置的宝塔实业股份（占比约 8.26%）及纳入处置资产的宝塔实业股份（预计占比不超过 15%）经依法处置后的股份持有人，将不再遵守《关于放弃表决权的承诺函》的相关承诺。

（二）结合上述情况，说明宝塔集团破产重整是否可能对上市公司控制权稳定性及经营活动造成不利影响，是否可能对本次交易造成实质性影响，本次交易是否可能构成重组上市

1、说明宝塔集团破产重整是否可能对上市公司控制权稳定性及经营活动造成不利影响，是否可能对本次交易造成实质性影响

如上述（一）所述，根据《重整计划（草案）》及宝塔实业破产管理人出具的《关于宝塔集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业 34.99%股份情况的说明》，宝塔集团所持上市公司股份在破产重整计划实施过程中将被打散处置，宝塔集团

重整计划不存在将全部 34.99%股份或超过 15%的部分股份一次性进行转让给同一第三方的可行性及相关规划，不存在破产重整后单一股东对上市公司持股比例超过上市公司现控股股东宁国运的相关安排，宝塔集团破产重整计划的实施不会导致上市公司控制权发生变化，不会对上市公司的生产经营活动及独立性造成不利影响，不会对本次交易构成实质性障碍。

2、本次交易是否可能构成重组上市

（1）关于宝塔集团放弃表决权的实际履行情况

宝塔集团虽为上市公司第一大股东，其于 2020 年 12 月、2023 年 12 月分别向上市公司作出了《关于放弃表决权的承诺》，有效期至 2026 年 12 月 7 日。宝塔集团自 2020 年 12 月首次作出承诺后，不存在违反放弃表决权承诺的声明和行动，未参与过上市公司股东会表决，也不存在向上市公司提名董事的情形。

根据《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》相关规定，“除因相关法律法规、政策变化、自然灾害等自身无法控制的客观原因外，变更、豁免承诺的方案应提交股东大会审议，上市公司应向股东提供网络投票方式，承诺人及其关联方应回避表决。独立董事、监事会应就承诺人提出的变更方案是否合法合规、是否有利于保护上市公司或其他投资者的利益发表意见。”因此，如宝塔集团变更承诺需履行上市公司股东会审议程序，且宝塔集团需回避表决。自 2020 年 12 月宝塔集团首次作出承诺后，上市公司不存在召开股东会审议宝塔集团变更承诺的情形。

根据宝塔集团破产重整管理人于 2024 年 10 月出具的《关于宝塔集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业 34.99%股份情况的说明》，宝塔集团破产管理人确认：“宝塔集团于 2020 年 12 月、2023 年 12 月分别向宝塔实业作出的放弃表决权的承诺系宝塔集团的真实意思表示、合法有效，宝塔集团自 2020 年 12 月至今一直严格遵照该承诺实际履行，不存在因违反其承诺导致上市公司控制权稳定受到影响的情形。”

因此，自 2020 年 12 月以来，在宝塔集团放弃表决权的情况下，宁国运持有上市公司 29.33%的股份，为拥有表决权的第一大股东，且上市公司除宝塔集团、

宁国运外，无持股比例超过 5%的股东，宁国运可以对上市公司股东会的决议施加重大影响。

（2）宁国运在过去 36 个月内持续控制上市公司董事会

根据《上市公司收购管理办法》第八十四条，“有下列情形之一的，为拥有上市公司控制权：……（三）投资者通过实际支配上市公司股份表决权能够决定公司董事会半数以上成员选任；（四）投资者依其可实际支配的上市公司股份表决权足以对公司股东大会的决议产生重大影响……”。

宁国运自 2020 年 12 月取得上市公司控制权以来，上市公司的非独立董事、非职工监事均由宁国运提名，并按照国有企业组织人事任免相关规定履行了相应程序。根据《公司法》《上市公司收购管理办法》关于“控制”的相关规定，宁国运在最近 36 个月持续控制了上市公司的董事会，宁国运可实际支配的上市公司股份表决权可以对公司股东大会的决议产生重大影响，上市公司控制权稳定。

（3）《重组管理办法》关于重组上市的相关规定

根据《重组管理办法》第十三条规定：“上市公司自控制权发生变更之日起三十六个月内，向收购人及其关联人购买资产，导致上市公司发生以下根本变化情形之一的，构成重大资产重组，应当按照本办法的规定履行相关义务和程序：……第一款所称控制权，按照《上市公司收购管理办法》第八十四条的规定进行认定。上市公司股权分散，董事、高级管理人员可以支配公司重大的财务和经营决策的，视为具有上市公司控制权。”

因此，根据《重组管理办法》第十三条的规定，构成重组上市的前提是上市公司过去三十六个月的控制权发生变更。

如上所述，自 2020 年 12 月以来，在宝塔集团放弃表决权的情况下，宁国运持有上市公司 29.33%的股份，为拥有表决权的第一大股东，可以对上市公司股东会的决议施加重大影响，且宁国运在最近 36 个月内持续控制了上市公司董事会；因此，根据《上市公司收购管理办法》的规定，宁国运过去 36 个月一直为上市公司控股股东，上市公司控制权未发生变更。此外，根据经银川市中级人民法院裁定批准的《重整计划（草案）》及宝塔实业破产管理人出具的《关于宝塔

集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业 34.99%股份情况的说明》，宝塔集团重整计划中有关宝塔集团持有的宝塔实业股份的保留/处置等实施预计不会导致上市公司控制权发生变更。

综上，本次交易不构成《重组管理办法》第十三条规定的重组上市。

（三）结合相关法律法规及行政处罚情况，说明上市公司前述“未批先建”的行为是否属于重大违法行为，并全面核查上市公司是否存在其他“未批先建”及其他违法违规情形，是否可能对本次交易构成重大不利影响

1、结合相关法律法规及行政处罚情况，说明上市公司前述“未批先建”的行为是否属于重大违法行为

（1）相关法律法规的规定

根据《证券期货法律适用意见第 18 号》的规定：“二、……（一）重大违法行为的认定标准 1.“重大违法行为”是指违反法律、行政法规或者规章，受到刑事处罚或者情节严重行政处罚的行为。2. 有以下情形之一且中介机构出具明确核查结论的，可以不认定为重大违法行为：（1）违法行为轻微、罚款金额较小；（2）相关处罚依据未认定该行为属于情节严重的情形；（3）有权机关证明该行为不属于重大违法行为。违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等的除外。（二）严重损害上市公司利益、投资者合法权益、社会公共利益的判断标准对于严重损害上市公司利益、投资者合法权益或者社会公共利益的重大违法行为，需根据行为性质、主观恶性程度、社会影响等具体情况综合判断。在国家安全、公共安全、生态安全、生产安全、公众健康安全等领域存在重大违法行为的，原则上构成严重损害社会公共利益的违法行为。上市公司及其控股股东、实际控制人存在欺诈发行、虚假陈述、内幕交易、操纵市场等行为的，原则上构成严重损害上市公司利益和投资者合法权益的违法行为。”

（2）上市公司“未批先建”相关行政处罚的基本情况以及前述行为是否属于重大违法行为的说明

上市公司因在未取得相关供地手续的情况下进行项目建设，先后于 2015 年 3 月、2022 年 1 月、2022 年 6 月收到责令退回土地、没收建筑物及罚款等行政

处罚，具体情况如下：

1) 2015 年 3 月

上市公司于 2015 年因工具工装库被主管部门处罚。2015 年 3 月 19 日，银川市国土资源局对宝塔实业作出银国土行处字〔2015〕2 号《行政处罚决定书》，责令宝塔实业退还非法占用的 23,524.2 平方米国有土地；没收在非法占用的土地上新建的 23,524.2 平方米建筑物及构筑物；处以每平方米 5 元的罚款，共计 117,621 元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第七十六条：“未经批准或者采取欺骗手段骗取批准，非法占用土地的，由县级以上人民政府土地行政主管部门责令退还非法占用的土地，可以并处罚款”。根据《宁夏回族自治区土地管理条例》第七十三条：“对符合土地利用总体规划的，没收在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，并可对非法占用的土地按一般耕地、林地每平方米五至二十元，其他土地每平方米二至十元处以罚款，对非法占用土地单位的直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任”。主管部门对上市公司相关行为的实际处罚金额为 5 元/平方米，处罚金额为下限标准金额，不属于顶格处罚。

2025 年 1 月 17 日，银川市自然资源局出具《证明》，确认：“该公司已履行行政处罚决定，在规定期限内缴纳罚款。该公司上述行为未造成严重后果，不属于严重损害公共安全、公共秩序等社会公共利益的情形。”

2) 2022 年 1 月

2022 年 1 月 21 日，银川市综合执法监督局向宝塔实业出具《行政处罚决定书》（银综执罚决字〔2022〕1 号），公司因建设的高端轴承产业化基地建设项目未办理规划变更手续进行建设，责令公司改正违法行为，并处以罚款 25,560.66 元。

根据《中华人民共和国城乡规划法》第四十三条：“建设单位应当按照规划条件进行建设；确需变更的，必须向城市、县人民政府城乡规划主管部门提出申请。变更内容不符合控制性详细规划的，城乡规划主管部门不得批准。城市、县

人民政府城乡规划主管部门应当及时将依法变更后的规划条件通报同级土地主管部门并公示。建设单位应当及时将依法变更后的规划条件报有关人民政府土地主管部门备案。”第六十四条：“未取得建设工程规划许可证或者未按照建设工程规划许可证的规定进行建设的，由县级以上地方人民政府城乡规划主管部门责令停止建设；尚可采取改正措施消除对规划实施的影响的，限期改正，处建设工程造价百分之五以上百分之十以下的罚款；无法采取改正措施消除影响的，限期拆除，不能拆除的，没收实物或者违法收入，可以并处建设工程造价百分之十以下的罚款。”主管部门对上市公司相关行为的实际处罚金额是按照建设工程造价的 6%进行罚款，接近相关法规规定的 5%下限标准，不属于顶格处罚。

2024 年 9 月 10 日，银川市自然资源局出具《证明》，确认：“……原银川市综合执法监督局于 2022 年 1 月进行立案查处，宝塔实业股份有限公司已缴纳罚款，2024 年因机构改革，规划执法划转我局，该公司上述行为未造成严重后果，不属于严重损害公共安全、公共秩序等社会公共利益的情形。”

3) 2022 年 6 月

2022 年 6 月 7 日，银川市自然资源局向宝塔实业出具《行政处罚决定书》（银自然资行处字〔2022〕西 8 号），责令宝塔实业将非法占用的 2,875 平方米国有土地退还至银川市经济技术开发区管委会；在非法占用的 2,512 平方米国有农用地上新建的 1,647 平方米建筑物和其他设施（道路）依法没收至银川市经济技术开发区管委会；对该公司厂区内道路非法占用 2,875 平方米国有土地进行建设的土地违法行为处以罚款 26,935 元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第七十七条：“未经批准或者采取欺骗手段骗取批准，非法占用土地的，由县级以上人民政府自然资源主管部门责令退还非法占用的土地，对违反土地利用总体规划擅自将农用地改为建设用地的，限期拆除在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，恢复土地原状，对符合土地利用总体规划的，没收在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，可以并处罚款；对非法占用土地单位的直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。超过批准的数量占用土地，多占的土地以非法占用土地论处”。根据《宁夏回族自治区土地管理条例》第七十三条

第三款：“单位和个人非法占用土地的，由县级以上人民政府土地行政主管部门责令退还非法占用的土地，对违反土地利用总体规划擅自将农用地改为建设用地的，限期拆除在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，恢复土地原状，对符合土地利用总体规划的，没收在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施；并可对非法占用的土地按基本农田每平方米十至三十元，一般耕地、林地每平方米五至二十元，其他土地每平方米二至十元处以罚款；对非法占用土地单位的直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任”。主管部门对上市公司相关行为的实际处罚金额为占用林地处罚 10 元/平方米、占用国有建设用地处罚 5 元/平方米，不属于相关规定中的顶格处罚。

2024 年 9 月 10 日，银川市自然资源局出具《证明》，确认：“该公司已履行行政处罚决定。该公司上述行为未造成严重后果，不属于严重损害公共安全、公共秩序等社会公共利益的情形。除上述情况外，自 2021 年 1 月 1 日至本证明出具之日该公司在银川市辖三区范围内不存在其他因违反土地管理法律法规而受到我局行政处罚的情形。”

结合前述所列《中华人民共和国土地管理法》《宁夏回族自治区土地管理条例》《中华人民共和国城乡规划法》《证券期货法律适用意见第 18 号》等相关规定以及上市公司因“未批先建”受到行政处罚的基本情况，由于上市公司于 2015 年、2022 年受到的相关行政处罚**不属于顶格处罚**且均已取得处罚决定机关出具的关于该等行为“未造成严重后果，不属于严重损害公共安全、公共秩序等社会公共利益的情形”的专项证明，因此，上市公司相关行政处罚中涉及的“未批先建”行为不属于重大违法行为。

2、全面核查上市公司是否存在其他“未批先建”及其他违法违规情形，是否可能对本次交易构成重大不利影响

根据上市公司及其控股子公司主管自然资源、住房和城乡建设、工商、税务、安全生产、环境保护等主管部门出具的合规证明及/或《企业上市公共信用信息报告（无违法违规证明）》出具的合规证明，以及中介机构对上市公司进行的核查及经查询上市公司及其控股子公司住所地自然资源局、住房和城乡建设局、

市场监督管理、税务等政府部门网站的公开信息，截至本问询回复出具日，上市公司不存在其他未经批准占用土地或擅自改变用途等违法情形，不存在因“未批先建”等违法违规情形而被主管部门处罚的其他记录。

此外，《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已对上市公司置出资产相关的或有风险作出明确约定，具体如下：

“置出资产交割日前或之后与置出资产有关的违约行为、侵权行为、劳动纠纷等争议、诉讼仲裁事项、或有责任（上述事项包括但不限于上市公司因违反法律规定或合同约定而承担的任何支付、缴纳、赔偿或补偿责任）均由置出资产承接方负责处理及承担，上市公司应及时尽最大努力提供协助，以使置出资产承接方能成为该等争议、诉讼仲裁事项、或有责任的适格当事人并行使相关权利及履行相关义务和责任。若依照法律规定必须由上市公司作为前款所述争议、诉讼仲裁事项、或有责任的当事人，因此导致上市公司遭受的任何损失由置出资产承接方全额补偿。”

其中，或有责任包括在置出资产交割日前或之后与置出资产相关的截至《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》签署日尚未发现的风险，该条款属于兜底性条款，相关条款的设置有利于保护上市公司及中小股东的合法权益。

综上，截至本问询回复出具日，上市公司不存在其他未经批准占用土地或擅自改变用途等违法情形，不存在因“未批先建”而被主管部门处罚的其他记录；基于《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》已明确约定置出资产交割日前或之后与置出资产有关的或有责任均由置出资产承接方负责处理及承担，因此上市公司相关处罚及或有责任（如有）不会对本次交易构成重大不利影响。

（四）上述会计差错的发现、处理及更正的过程，对相关财务数据的影响，相关会计处理是否符合《企业会计准则》的规定，并说明上市公司会计基础是否薄弱，与财务报告相关的内部控制是否有效，本次交易申请文件中的财务数据是否真实、准确，上市公司是否存在其他会计处理不规范的情形

1、会计差错的发现、处理及更正的过程

2015 年银川市国土资源局下发《行政处罚决定书》（银国土行处字【2015】

2 号), 对上市公司建设的工具工装型材库进行了没收等事项。相关处罚情况如下:

2014 年 10 月, 位于银川经济技术开发区内(六盘山路南侧、文昌路西侧)214 亩国有建设用地挂牌, 单价 18.2 万元/亩, 因宝塔实业股份有限公司资金缺乏未能摘牌, 该地块流拍。因公司当时建设高端轴承产业化基地仓储库房(以下简称“工具工装型材库”)的迫切需要, 在未取得相关供地手续的情况下, 占用其中 23,524.2 平方米(51.48 亩)进行项目建设。

2015 年 3 月, 银川市国土资源局根据《中华人民共和国土地管理法》《宁夏回族自治区土地管理条例》等相关规定, 对公司出具《行政处罚决定书》(银国土行处字【2015】2 号), 作出如下行政处罚: “1、责令退还非法占用的 23,524.2 平米国有土地; 2、没收在非法占用的土地上新建的 23,524.2 平米建筑及构筑物; 3、对非法占用 23,524.2 平米土地(国有建设用地)的违法行为处以 117,621 元罚款。”

2022 年 6 月 7 日, 银川市自然资源局根据《中华人民共和国土地管理法》《宁夏回族自治区土地管理条例》《自然资源行政处罚裁量办法》等相关规定, 对公司出具《行政处罚决定书》(银自然资行处字【2022】西 8 号), 作出如下行政处罚: “1、责令将非法占用的 2,875 平方米国有土地退还至银川市经济技术开发区管委会; 2、在非法占用的 2,512 平方米国有农用地上新建的 1,647 平方米建筑物和其他设施(道路)依法没收至银川市经济技术开发区管委会; 3、对宝塔实业股份有限公司厂区内道路非法占用 2,875 平方米国有土地进行建设的土地违法行为处以下罚款: 对非法占用 2,512 平方米国有土地(林地)进行建设的土地违法行为处以 25,120 元罚款; 对非法占用 363 平方米国有建设用地进行建设的土地违法行为处以 1,815 元罚款。”

上市公司在本次交易相关资料整理过程中, 发现在收到上述《行政处罚决定书》时未及时确认资产损失, 同时在工具工装库项目于 2017 年达到预定可使用状态时进行了转固处理, 后续每年度计提折旧。导致上市公司 2015 年至 2023 年年度报告、2024 年半年度报告存在会计差错。

自发现上述会计差错事项后, 上市公司按照企业会计准则相关规定, 对上述

处罚行为进行前期会计差错更正，对工具工装型材库自 2015 年起计提资产减值损失，并召开董事会、监事会审议通过《关于前期会计差错更正及追溯调整的议案》，披露了《关于前期会计差错更正及追溯调整的公告》、《董事会关于前期会计差错更正及追溯调整的说明》等相关公告，并聘请利安达会计师事务所（特殊普通合伙）对上述前期会计差错更正及追溯调整出具了《关于宝塔实业股份有限公司 2015 年至 2024 年 6 月财务报告更正专项说明的专项审核报告》。

2、对相关年度财务数据的影响

（1）对 2015 年合并及母公司财务报表的影响

1）对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2015.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
在建工程	15,358.94	-1,770.49	13,588.45
非流动资产合计	53,743.23	-1,770.49	51,972.74
资产总计	120,914.28	-1,770.49	119,143.79
未分配利润	-44,599.23	-1,770.49	-46,369.72
归属于母公司所有者权益	74,631.83	-1,770.49	72,861.34
所有者权益	74,631.83	-1,770.49	72,861.34

2）对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2015 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-3,426.11	-1,770.49	-5,196.60
营业利润	-12,609.86	-1,770.49	-14,380.35
利润总额	-13,722.62	-1,770.49	-15,493.11
净利润	-13,723.98	-1,770.49	-15,494.47
归属于母公司的净利润	-13,723.98	-1,770.49	-15,494.47
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-12,611.22	-1,770.49	-14,381.71

3）对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2015.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
在建工程	15,338.94	-1,770.49	13,568.45
非流动资产合计	57,924.44	-1,770.49	56,153.95
资产总计	124,626.28	-1,770.49	122,855.79
未分配利润	-42,321.09	-1,770.49	-44,091.58

4) 对母公司利润表的影响

单位：万元

项目	2015 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-3,457.20	-1,770.49	-5,227.69
营业利润	-11,380.05	-1,770.49	-13,150.54
利润总额	-12,457.06	-1,770.49	-14,227.55
净利润	-12,457.59	-1,770.49	-14,228.08

(2) 对 2016 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的的影响

单位：万元

项目	2016.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
在建工程	14,356.70	-1,770.49	12,586.21
非流动资产合计	64,419.08	-1,770.49	62,648.59
资产总计	120,056.27	-1,770.49	118,285.78
未分配利润	-53,042.48	-1,770.49	-54,812.97
归属于母公司所有者权益	66,252.29	-1,770.49	64,481.80
所有者权益	66,252.29	-1,770.49	64,481.80

2) 对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2016.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
在建工程	14,336.70	-1,770.49	12,566.21
非流动资产合计	68,492.38	-1,770.49	66,721.89
资产总计	123,906.68	-1,770.49	122,136.19
未分配利润	-49,212.68	-1,770.49	-50,983.17

(3) 对 2017 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的的影响

单位：万元

项目	2017.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	48,418.02	-1,823.01	46,595.01
非流动资产合计	97,134.07	-1,823.01	95,311.06
资产总计	187,936.49	-1,823.01	186,113.48
未分配利润	-51,168.23	-1,823.01	-52,991.24
归属于母公司所有者权益	69,650.61	-1,823.01	67,827.61
所有者权益	77,032.39	-1,823.01	75,209.38

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2017 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-2,764.55	-57.72	-2,822.27
管理费用	6,569.03	-5.21	6,563.83
营业利润	-1,699.35	-52.52	-1,751.87
利润总额	3,589.81	-52.52	3,537.29
净利润	2,783.79	-52.52	2,731.27
归属于母公司的净利润	1,874.25	-52.52	1,821.74
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-3,985.80	-52.52	-4,038.32

3) 对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2017.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	47,102.23	-1,823.01	45,279.23
非流动资产合计	111,813.01	-1,823.01	109,990.01
资产总计	169,882.08	-1,823.01	168,059.07
未分配利润	-49,423.42	-1,823.01	-51,246.43

4) 对母公司利润表的影响

单位：万元

项目	2017 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-1,297.48	-57.72	-1,355.21
管理费用	5,535.33	-5.21	5,530.12
营业利润	-5,483.94	-52.52	-5,536.45
利润总额	-210.60	-52.52	-263.12
净利润	-210.74	-52.52	-263.25

(5) 对 2018 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2018.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	46,266.28	-1,764.17	44,502.12
非流动资产合计	95,271.09	-1,764.17	93,506.93
资产总计	182,860.09	-1,764.17	181,095.93
未分配利润	-60,987.67	-1,764.17	-62,751.84
归属于母公司所有者权益	62,550.41	-1,764.17	60,786.24
所有者权益	70,041.90	-1,764.17	68,277.74

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2018 年度		
	更正前	更正金额	更正后
管理费用	7,423.75	-58.84	7,364.91
营业利润	-9,693.78	58.84	-9,634.94
利润总额	-8,490.17	58.84	-8,431.33
净利润	-9,712.82	58.84	-9,653.98
归属于母公司的净利润	-9,819.44	58.84	-9,760.60
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-11,072.62	58.84	-11,013.78

3) 对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2018.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	44,612.05	-1,764.17	42,847.88
非流动资产合计	109,890.42	-1,764.17	108,126.26
资产总计	177,566.20	-1,764.17	175,802.04
未分配利润	-58,495.36	-1,764.17	-60,259.53

4) 对母公司利润表的影响

单位：万元

项目	2018 年度		
	更正前	更正金额	更正后
管理费用	5,401.25	-58.84	5,342.41
营业利润	-10,290.09	58.84	-10,231.25
利润总额	-9,071.38	58.84	-9,012.54
净利润	-9,071.94	58.84	-9,013.10

(5) 对 2019 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2019.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	43,465.08	-1,742.96	41,722.11

项目	2019.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
非流动资产合计	84,327.40	-1,742.96	82,584.43
资产总计	152,454.81	-1,742.96	150,711.85
未分配利润	-92,509.21	-1,742.96	-94,252.18
归属于母公司所有者 权益	31,538.74	-1,742.96	29,795.78
所有者权益	38,149.09	-1,742.96	36,406.13

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2019 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失(损失以“-” 号填列)	-9,756.92	-37.31	-9,794.23
管理费用	6,298.28	-58.51	6,239.77
营业利润	-30,458.41	21.20	-30,437.21
利润总额	-31,873.36	21.20	-31,852.15
净利润	-32,402.69	21.20	-32,381.49
归属于母公司的净利润	-31,521.54	21.20	-31,500.34
扣除非经常性损益后归 属于母公司的净利润	-30,126.35	21.20	-30,105.15

3) 对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2019.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	41,264.01	-1,742.96	39,521.04
非流动资产合计	103,687.04	-1,742.96	101,944.08
资产总计	151,693.72	-1,742.96	149,950.76
未分配利润	-76,515.59	-1,742.96	-78,258.56

4) 对母公司利润表的影响

单位：万元

项目	2019 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-4,090.46	-37.31	-4,127.77
管理费用	4,351.23	-58.51	4,292.72
营业利润	-17,430.47	21.20	-17,409.26
利润总额	-18,020.10	21.20	-17,998.90
净利润	-18,020.23	21.20	-17,999.03

（6）对 2020 年合并及母公司财务报表的影响

1）对合并资产负债表的的影响

单位：万元

项目	2020.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	42,187.98	-2,004.90	40,183.08
非流动资产合计	73,264.87	-2,004.90	71,259.97
资产总计	158,297.54	-2,004.90	156,292.64
未分配利润	-91,428.85	-2,004.90	-93,433.75
归属于母公司所有者权益	92,992.43	-2,004.90	90,987.53
所有者权益	99,867.09	-2,004.90	97,862.19

2）对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2020 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-9,377.87	-326.04	-9,703.91
管理费用	9,056.64	-64.11	8,992.53
营业利润	-950.06	-261.93	-1,212.00
利润总额	1,661.25	-261.93	1,399.31
净利润	1,344.68	-261.93	1,082.74
归属于母公司的净利润	1,080.36	-261.93	818.43
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-21,564.40	-261.93	-21,826.33

3) 对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2020.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	40,356.03	-2,004.90	38,351.13
非流动资产合计	98,739.64	-2,004.90	96,734.74
资产总计	165,509.99	-2,004.90	163,505.09
未分配利润	-67,292.86	-2,004.90	-69,297.76

4) 对母公司利润表的影响

单位：万元

项目	2020 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-3,098.87	-326.04	-3,424.92
管理费用	7,540.15	-64.11	7,476.04
营业利润	7,727.92	-261.93	7,465.99
利润总额	9,223.31	-261.93	8,961.37
净利润	9,222.73	-261.93	8,960.80

(7) 对 2021 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2021.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	38,168.73	-1,934.76	36,233.97
非流动资产合计	68,497.03	-1,934.76	66,562.28
资产总计	136,304.53	-1,934.76	134,369.77
未分配利润	-109,159.12	-1,934.76	-111,093.88
归属于母公司所有者权益	75,379.78	-1,934.76	73,445.02
所有者权益	81,310.34	-1,934.76	79,375.59

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2021 年度		
	更正前	更正金额	更正后
管理费用	5,379.01	-70.14	5,308.87
营业利润	-17,857.26	70.14	-17,787.12
利润总额	-17,802.61	70.14	-17,732.47
净利润	-17,672.45	70.14	-17,602.31
归属于母公司的净利润	-17,730.27	70.14	-17,660.13
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-17,772.23	70.14	-17,702.09

3) 对母公司资产负债表的影响

单位：万元

项目	2021.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	36,619.98	-1,934.76	34,685.22
非流动资产合计	95,234.83	-1,934.76	93,300.07
资产总计	153,635.45	-1,934.76	151,700.69
未分配利润	-77,873.93	-1,934.76	-79,808.69

4) 对母公司利润表的影响

单位：万元

项目	2021 年度		
	更正前	更正金额	更正后
管理费用	3,873.39	-70.14	3,803.25
营业利润	-10,854.38	70.14	-10,784.25
利润总额	-10,578.59	70.14	-10,508.45
净利润	-10,581.06	70.14	-10,510.93

(8) 对 2022 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2022.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	36,061.89	-1,864.62	34,197.27
非流动资产合计	63,664.63	-1,864.62	61,800.01
资产总计	124,403.71	-1,864.62	122,539.09
未分配利润	-118,142.19	-1,864.62	-120,006.81
归属于母公司所有者权益	66,699.12	-1,864.62	64,834.50
所有者权益	72,789.57	-1,864.62	70,924.95

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2022 年度		
	更正前	更正金额	更正后
管理费用	4,362.51	-70.14	4,292.38
营业利润	-9,253.72	70.14	-9,183.58
利润总额	-8,772.25	70.14	-8,702.11
净利润	-8,865.04	70.14	-8,794.90
归属于母公司的净利润	-8,983.07	70.14	-8,912.93
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-10,365.79	70.14	-10,295.65

(9) 对 2023 年合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2023.12.31		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	33,045.63	-1,798.81	31,246.82
非流动资产合计	55,779.66	-1,798.81	53,980.85
资产总计	111,124.27	-1,798.81	109,325.46
未分配利润	-134,421.34	-1,798.81	-136,220.15
归属于母公司所有者权益	50,280.42	-1,798.81	48,481.61
所有者权益	55,928.71	-1,798.81	54,129.90

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2023 年度		
	更正前	更正金额	更正后
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-9,507.61	-4.40	-9,512.01
管理费用	3,937.92	-70.21	3,867.71
营业利润	-16,411.36	65.81	-16,345.55
利润总额	-15,974.54	65.81	-15,908.73
净利润	-16,085.85	65.81	-16,020.05
归属于母公司的净利润	-16,279.15	65.81	-16,213.34
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-17,063.63	65.81	-16,997.82

(10) 对 2024 年 6 月合并及母公司财务报表的影响

1) 对合并资产负债表的影响

单位：万元

项目	2024.6.30		
	更正前	更正金额	更正后
固定资产	31,435.88	-1,763.67	29,672.21
非流动资产合计	55,288.40	-1,763.67	53,524.73
资产总计	104,955.56	-1,763.67	103,191.88
未分配利润	-137,635.17	-1,763.67	-139,398.84
归属于母公司所有者权益	47,027.44	-1,763.67	45,263.77
所有者权益	52,772.72	-1,763.67	51,009.05

2) 对合并利润表的影响

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月		
	更正前	更正金额	更正后
管理费用	1,799.59	-35.14	1,764.45
营业利润	-3,141.77	35.14	-3,106.63
利润总额	-2,997.51	35.14	-2,962.38

项目	2024 年 1-6 月		
	更正前	更正金额	更正后
净利润	-3,112.76	35.14	-3,077.62
归属于母公司的净利润	-3,213.84	35.14	-3,178.70
扣除非经常性损益后归属于母公司的净利润	-3,382.82	35.14	-3,347.68

3、相关会计处理是否符合企业会计准则规定

根据《企业会计准则第 8 号-资产减值》“第五条存在下列迹象的，表明资产可能发生了减值：

（一）资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌。

（二）企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响。

（三）市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低。

（四）有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏。

（五）资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置。

（六）企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等。

（七）其他表明资产可能已经发生减值的迹象。

第六条资产存在减值迹象的，应当估计其可收回金额。可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。

第十条 预计的资产未来现金流量应当包括下列各项：

（一）资产持续使用过程中预计产生的现金流入。

（二）为实现资产持续使用过程中产生的现金流入所必需的预计现金流出（包括为使资产达到预定可使用状态所发生的现金流出）。”

2015 年 3 月，银川国土资源局对公司占用国有建设用地行为依法做出“退还非法占用的国有土地，没收在非法占用土地上新建的房屋建筑物”的行政处罚，该处罚事实表明工具工装型材库存在权属瑕疵，且将被终止使用，该项固定资产已存在明确的减值迹象，若完成土地挂牌程序并依法取得土地和房屋权属，需额外支付购置费。

工具工装型材库自建成至今被公司控制且持续正常使用，未被相关部门依法强制没收或拆除，但因占用土地违建的不合法事实情况，公司未来将发生必需的经济利益流出，才能取得土地和房屋建筑物所有权。

综上，2015 年工具工装型材库被依法罚没，资产将被终止使用，表明存在明确的减值迹象，为保证资产的持续使用需取得土地和房屋所有权，预计未来将直接付出一定的经济利益流出，因此，对工具工装型材库自 2015 年起计提资产减值损失。

《企业会计准则第 28 号——会计政策、会计估计变更和差错更正》规定：“第十一条 前期差错，是指由于没有运用或错误运用下列两种信息，而对前期财务报表造成省略或错报。

（一）编报前期财务报表时预期能够取得并加以考虑的可靠信息。

（二）前期财务报告批准报出时能够取得的可靠信息。

前期差错通常包括计算错误、应用会计政策错误、疏忽或曲解事实以及舞弊产生的影响以及存货、固定资产盘盈等。

第十二条 企业应当采用追溯重述法更正重要的前期差错，但确定前期差错累积影响数不切实可行的除外。

追溯重述法，是指在发现前期差错时，视同该项前期差错从未发生过，从而对财务报表相关项目进行更正的方法。”

由于公司非法占用国有建设用地违建的情况，导致公司土地和房屋权属具有

瑕疵，并且被相关部门依法没收。虽然罚没资产的处罚未实际执行，但未来存在资产被强制没收的风险，或直接付出一定的经济利益流出，基于谨慎性原则，公司将该资产的账面价值减记至零或其可回收金额，确认资产减值损失具有合理性，上市公司基于更合理的专业判断进行差错调整，更能准确的反映上市公司的财务信息，相关会计处理符合《企业会计准则》的相关规定。

4、上市公司会计基础是否薄弱，与财务报告相关的内部控制是否有效

上市公司建立了健全的内部控制制度，且能够得到有效实施，能够合理保证财务数据的真实有效。截至报告期末，上市公司不存在会计基础薄弱、内部控制失效的情况，具体如下：

（1）健全的内部控制制度

上市公司根据法律法规及相关规定，制定了一套完整有效的内部控制与财务管理制度，包括《财务管理制度》、《对外投资管理制度》、《对外担保管理办法》等相关制度，对财务核算方法、主要业务流程等进行了明确规范。

（2）独立完整的会计核算体系

上市公司设立了独立的财务部门，财务总监对财务管理工作负责，配置了具有较强专业能力和职业素养的财务人员。相关人员齐备，不相容职务分离。同时，上市公司为各个部门、各个环节制定了一系列较为详尽的岗位职责分工制度，严格执行不相容职务分离、授权审批控制。

（3）会计档案妥善管理

上市公司严格按照《公司法》、《会计法》以及财政部《会计档案管理办法》等法律、法规的规定，在《财务管理制度》中明确了公司对会计档案的管理要求，对公司会计档案的打印、装订、保管、销毁进行了具体明确的规定。

综上所述，上市公司建立了完善的内部控制制度，人员独立，能够对生产经营活动及其成果进行有效核算，公司已按照《企业内部控制基本规范》及相关规定在报告期末所有重大方面保持了有效的内部控制，上市公司不存在会计基础薄弱的情况，与财务报告相关的内部控制有效。

5、本次交易申请文件中的财务数据是否真实、准确，上市公司是否存在其他会计处理不规范的情形

上市公司已在本次交易申请文件中披露相关会计差错更正情况，本次交易申请文件中的财务数据真实、准确，上市公司不存在其他会计处理不规范的情形。

（五）责令退回的土地及没收的建筑物是否包含于本次交易的置出资产中，如是，说明会计差错更正对相关资产评估结果的影响

因上市公司未实际取得责令退回土地的土地使用权，因此相关土地未纳入本次置出资产评估范围内。

对于没收的建筑物（工具工装型材库），本次评估将其纳入置出资产评估范围中。本次重组审计评估基准日时，上市公司已按照会计差错更正调整该项建筑物账面价值，对该项建筑物全额计提减值准备，因此本次评估中对该项建筑物资产已按零值进行评估。

综上，本次置出资产的评估结果已充分考虑会计差错更正的影响。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅上市公司 2021 年年度报告、2022 年年度报告、2023 年年度报告及 2024 年第三季度报告，实地走访上市公司报告期内主要客户及供应商，对上市公司报告期内与主要客户及供应商的交易金额及往来余额进行函证，查阅上市公司章程、组织机构图及最近三年与董事、监事选举及高管聘任相关的三会文件，查阅上市公司主要资产权属证书、固定资产明细、《置出资产审计报告》《置出资产评估报告》；访谈上市公司财务中心副主任，了解上市公司财务部门的设置、人员组成情况，查阅相关财务管理制度；查阅银川市中级人民法院作出（2023）宁 01 破 17-5 号《民事裁定书》、宝塔集团破产重整管理人出具的《关于宝塔集团重整方案及宝塔集团持有宝塔实业 34.99%股份情况的说明》。

2、查阅宝塔集团向上市公司出具的《关于放弃表决权的承诺函》，查阅《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》《重组管理办法》相关规

定。

3、查阅上市公司 2015 年、2022 年相关行政处罚的处罚决定书、履行处罚的缴款文件、与处罚决定书相关的专项合规证明；查阅上市公司及其控股子公司主管自然资源、住房和城乡建设、工商、税务、安全生产、环境保护等主管部门出具的合规证明及/或《企业上市公共信用信息报告（无违法违规证明）》，查询上市公司及其控股子公司住所地自然资源局、住房和城乡建设局、市场监督管理、税务等政府部门的公开信息，查阅《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》等。

4、查阅上市公司有关会计差错更正的董事会决议及相关公告，了解本次会计差错更正的相关情况，对差错更正事项的时间、内容和范围，差错更正事项的性质、原因及依据，是否合规、是否符合审慎原则等进行合理评价，了解相关业务活动按照相关制度文件的执行情况、财务报告相关的内控制度及财务核算情况；查阅上市公司相关内控制度及上市公司审计师出具的《内部控制鉴证报告》《内部控制审计报告》。

5、查阅《置出资产评估报告》。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、最近三年，上市公司与宝塔集团在业务、人员、资产、机构、财务等方面均保持独立；对于宝塔集团直接持有的宝塔实业股份，在《关于放弃表决权的承诺函》有效期内继续适用放弃表决权和不谋求控制权的承诺，对于经依法处置后的宝塔实业股份持有人，将不再遵守《关于放弃表决权的承诺函》的相关承诺。

2、宝塔集团破产重整预计不会对上市公司控制权稳定性及经营活动造成不利影响，不会对本次交易造成实质性影响，本次交易不构成《重组管理办法》第十三条规定的重组上市。

3、上市公司相关行政处罚中涉及的“未批先建”行为不属于重大违法行为；截至本问询回复出具日，上市公司不存在其他“未批先建”及其他违法违规情形，不会对本次交易构成重大不利影响。

4、与会计差错相关会计处理符合《企业会计准则》的规定，上市公司不存在会计基础薄弱的情况，与财务报告相关的内部控制有效，本次交易申请文件中的财务数据真实、准确，未发现上市公司存在其他会计处理不规范的情形。

5、责令退回土地未纳入本次置出资产评估范围内，没收的建筑物纳入置出资产评估范围中并按零值进行评估，本次置出资产的评估结果已充分考虑会计差错更正的影响。

问题十一 关于业绩补偿承诺

申请文件显示：（1）电投新能源于 2024 年至 2027 年的承诺净利润分别不低于 7,982.39 万元、10,333.63 万元、10,305.41 万元和 10,682.08 万元，其 2023 年扣非归母净利润为 10,545.31 万元，高于 2024 年至 2026 年各年的承诺净利润；

（2）太阳山风电场三四期未被纳入国家电网和南方电网公布的第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，因此该项目自 2022 年 8 月以来未收到补贴电价回款，计算电投新能源实际净利润时，需扣除该项目可再生能源补贴核查结果最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差额的影响，原因系上市公司和交易对方约定了就该等电价差额对电投新能源截至评估基准日的估值影响金额予以补偿，补偿义务方向相对方以现金方式一次性予以支付；（3）电投新能源 2024 年承诺净利润中包含宁东新能源 2024 年 1-7 月的净利润，因此计算电投新能源该年度实际净利润时，需在扣非归母净利润的基础上加回该部分因合并产生的非经常性损益。

请上市公司补充说明：（1）结合行业发展趋势、电投新能源历史经营情况、业务发展情况、评估预测情况、2024 年度截至目前的经营情况等，说明业绩承诺金额低于 2023 年扣非归母净利润的合理性，是否有利于保护上市公司利益；

（2）量化分析宁东新能源 2024 年 1-7 月的净利润对 2024 年业绩承诺实现情况的影响，并结合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第 1 号》等规则的有关规定，说明计算电投新能源实际净利润时，扣除补贴电价差额影响、加回因合并产生的非经常性损益的合理性及合规性，是否存在规避业绩补偿情形，是否违反业绩补偿应当先以股份补偿的规定；（3）结合上述情况等，说明业绩承诺方案设计是否符合有关规定，是否有利于保护上市公司利益和中小投资者合法权益。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

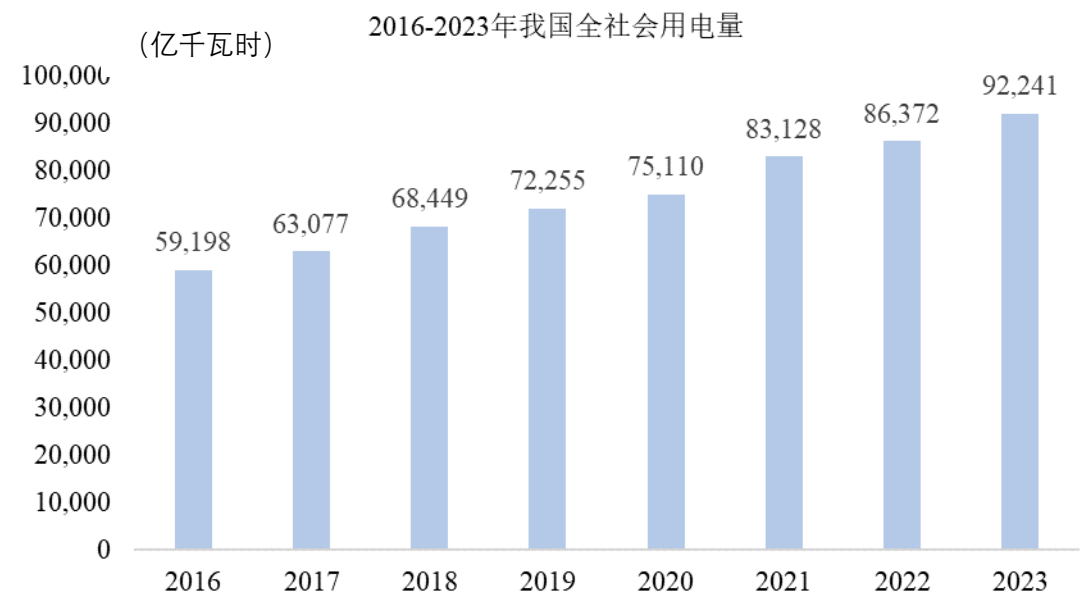
（一）结合行业发展趋势、电投新能源历史经营情况、业务发展情况、评估

预测情况、2024 年度截至目前的经营情况等，说明业绩承诺金额低于 2023 年扣非归母净利润的合理性，是否有利于保护上市公司利益

1、行业发展趋势

(1) 全社会用电量持续增长，电力需求旺盛

电力是国民经济的重要基础产业，与国民经济发展高度相关。近年来，我国整体 GDP 呈现逐年稳步上升的态势，电力需求与之同步实现稳定增长。根据国家能源局发布的数据，2023 年我国全社会用电量 9.22 万亿千瓦时，同比增长 6.8%。

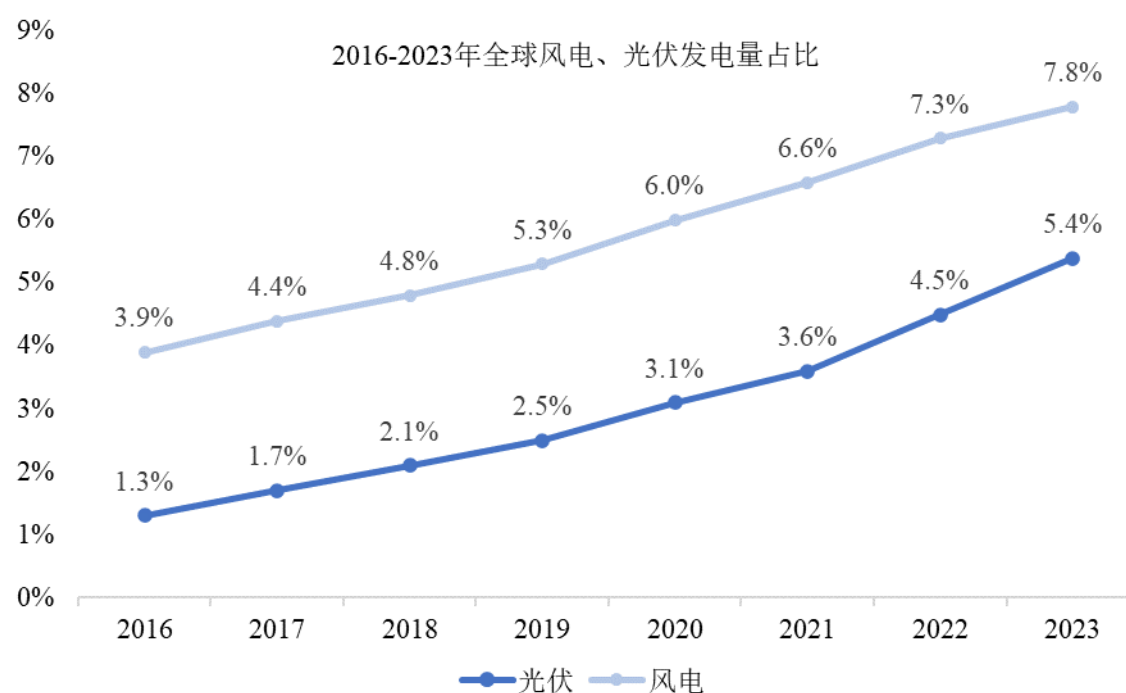


数据来源：国家能源局

面向未来，5G 及应用、人工智能、新能源汽车等新兴产业将快速兴起，这些行业的发展将形成对电力需求的巨大增量空间。根据中国电力联合会预测，2025 年我国全社会用电量预计为 9.5 万亿千瓦时，2030 年为 11.3 万亿千瓦时，预计“十四五”“十五五”期间，我国全社会用电量年均增速分别为 4.8%、3.6%。

(2) 新能源发电量占总发电量的比例不断提升

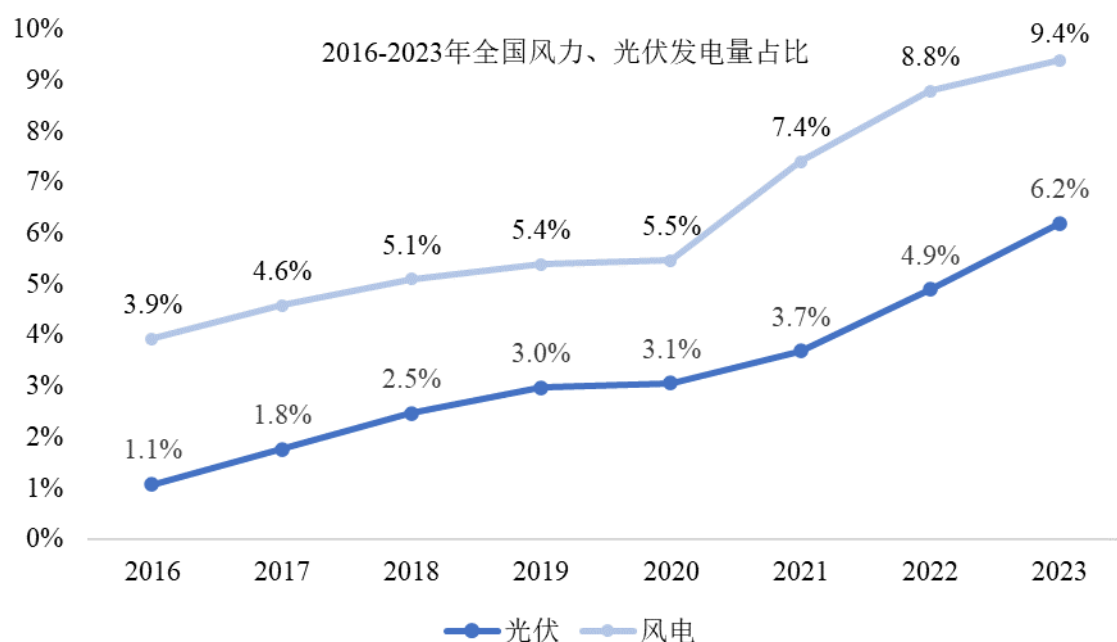
随着新能源装机容量占比提升，全球发电量结构中风电、光伏发电量占比快速上升。根据 IEA 的数据，2023 年全球光伏、风电发电量占比合计超过 13.2%，对比 2016 年上升 8 个百分点。预计 2024 年风电和光伏合计发电量占比将超过水电，到 2028 年，风电和光伏合计发电量占比将超过 25%。



数据来源：IEA

我国发电量结构中，风电、光伏的发电量占比也快速上升。根据国家统计局及中国电力联合会的数据，2023 年我国风力发电量占总发电量比例为 9.4%，光伏发电量占总发电量比例为 6.2%，风电及光伏合计发电量占比达到 15.6%，高于全球的平均水平，对比 2016 年上升 10.5 个百分点，增速亦快于全球平均水平。

随着全球和中国风电及光伏装机量持续增加，光伏和风电供电的稳定性和可靠性逐步提升，风电和光伏在总电力供应量中的比重有望进一步提升。

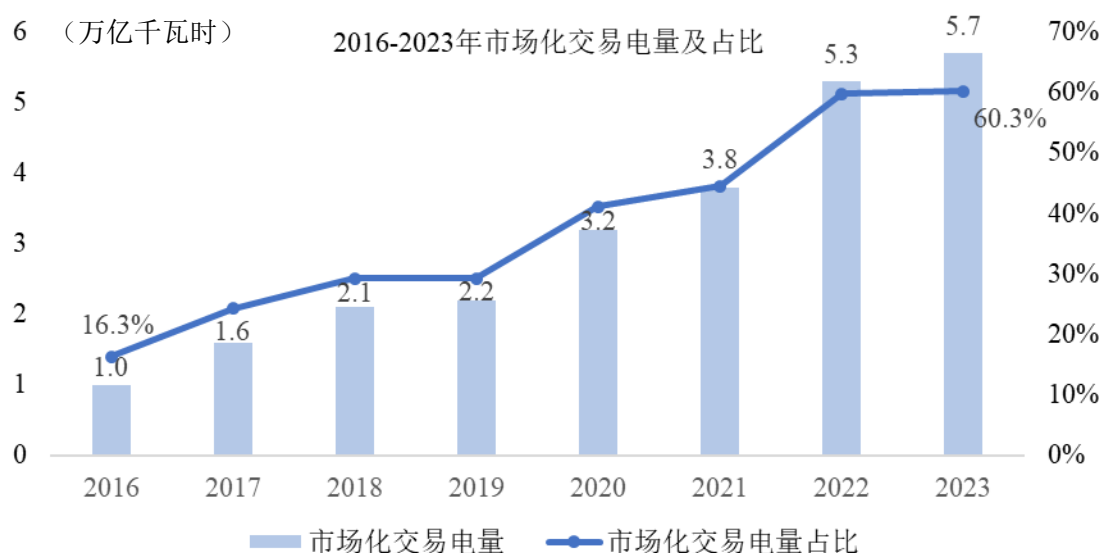


数据来源：国家统计局、中国电力联合会

（3）电力市场化交易逐步推进以提升电网消纳能力

新能源装机比重提升加大电网消纳压力，我国普遍采用市场化机制应对，组建电力交易中心，建立省、区域、省间交易平台和中长期、现货、辅助服务交易机制。2021年5月发布的《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》提出将稳妥有序推动新能源参与电力市场。2022年1月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，到2030年全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易。

我国电力市场化交易推进效果显著。全国市场化交易电量占全国发电总量的比重由2016年的16.3%提高到2023年的60.3%，2023年风电光伏市场化交易电量占风电光伏总发电量的47%，有力促进了电力资源的优化配置和可再生能源的高效利用。



数据来源：国务院新闻办公室《中国的能源转型》白皮书

电力市场化交易的下一个重点发展阶段是电力现货交易,2023年9月15日,国家发改委、国家能源局联合印发《电力现货市场基本规则(试行)》(下称“基本规则”),规范了电力现货市场的建设与运营,包括日前、日内和实时电能量交易,以及现货与中长期、辅助服务等方面的统筹衔接。《基本规则》为各省电力现货市场规则制定了范本,有利于电力现货市场在更多省份推广。目前广东、山西、山东、甘肃、内蒙古等省份的电力现货市场已进入常态化运行阶段。根据国家发改委、能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》,新能源目标在2030年全面参与市场交易。现货机制将进一步帮助新能源消纳,提升新能源发电利用率。

(4) 政策密集出台，全方位建设高比例新能源供给消纳体系

2021年3月,习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上提出构建新型电力系统。2023年6月,《新型电力系统》蓝皮书发布,明确新型电力系统以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务,是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体。2023年7月,习近平主持召开中央全面深化改革委员会第二次会议,审议通过《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》,要求加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统。

2024年7月,国务院办公厅出台《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》,

从顶层设计层面建立了能耗双控向碳排放双控全面转型新机制，完善了绿色低碳和节能减排调控方式。政策要求立足我国生态文明建设已进入以降碳为重点战略方向的关键时期，完善能源消耗总量和强度调控，逐步转向碳排放总量和强度双控制度；加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。

此外，电力体制改革正不断加速，通过构建并扩容电力现货市场，完善电力市场化定价机制与价格发现功能，引导发电侧、用电侧两端共同削峰填谷，为高比例消纳新能源提供条件。2024 年以来，国务院、国家能源局先后下发《2024-2025 年节能降碳行动方案》《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》，通过制定单位 GDP 能耗和碳减排目标，彰显政策执行决心，引导和约束高耗能企业减排。各项政策将合力支持我国可再生能源发展机制从注重价格、补贴、指标管理的供给侧保障型政策体系，逐步转向“消纳责任权重+绿证”为主的消费侧引领型政策体系。

综上所述，电力需求旺盛，新能源发电量不断提升，电力市场化交易的推进和新能源供给消纳体系的建设将有力促进可再生能源的高效利用和消纳，因此，标的公司面临良好的发展机遇。

2、电投新能源历史经营情况及业务发展情况

报告期内，标的公司新增投运的项目如下：

序号	项目名称	装机容量（MW）	投运时间
1	宁东光伏复合电站	200.00	2023 年
2	宁东储能电站一期	100MW/200MWh	2023 年
3	青龙山共享储能电站一期	100MW/200MWh	2023 年
4	中卫复合光伏电站	100.00	2024 年

报告期内，电投新能源的经营情况主要如下：

单位：万元

项目	2024年1-7月	2023年度	2022年度
营业收入	26,783.33	41,389.15	35,399.16
营业毛利	11,308.13	22,221.33	20,242.93
营业利润	5,182.09	13,107.79	10,722.43

项目	2024年1-7月	2023年度	2022年度
利润总额	5,232.80	13,068.82	10,733.58
净利润	4,648.74	11,496.55	9,547.19
扣除非经常性损益后归属于母公司所有者的净利润	3,450.56	10,545.31	9,488.71

2023 年度，电投新能源净利润为 11,496.55 万元，较上年度增加 1,949.36 万元，主要系 2023 年电投新能源投运项目规模增加，且风力资源丰富，带动主营业务收入和营业毛利增长所致。2023 年，电投新能源主营业务收入为 41,388.70 万元，较 2022 年增长 5,992.58 万元，增长率为 16.93%，主要系：一是 2023 年宁东储能电站一期、宁东复合光伏电站、青龙山共享储能电站一期等多个项目并网运行，带动光伏业务、储能业务 2023 年收入较 2022 年增长 4,630.25 万元；二是 2023 年宁夏风力资源较 2022 年更强。根据中国气象局风能太阳能中心《2023 年中国风能太阳能资源年景公报》，在 70 米高度，2023 年宁夏的年平均风速增大和年平均风功率密度均较 2022 年增大。因此，2023 年风电业务上网电量有所增长，导致 2023 年度风电业务收入较 2022 年度增长 1,362.36 万元。随着主营业务收入的增长，2023 年度电投新能源主营业务毛利达到了 22,220.87 万元，较 2022 年度增长 1,980.98 万元。

2024 年 1-7 月，电投新能源净利润为 4,648.74 万元，较去年同期有所下降，主要原因系：一是 2024 年 1-7 月风能资源相比历史年度偏弱。根据华风创新研究院《全国风能资源评价报告（2024 年 7 月）》，在 10 米高度，2024 年 7 月宁夏等 3 个省（区）的平均风速较近 10 年同期偏小 5%至 10%，在 70 米高度，2024 年 7 月份宁夏等 4 个省（区）的平均风功率密度较近 10 年同期及上年同期均偏小 10%至 20%。二是受国网侧设备停运、停电检修等因素影响，标的公司发电时长减少。上述因素导致 2024 年 1-7 月风电场上网电量和发电收入受到影响，而成本主要为相对固定的固定资产折旧、职工薪酬等，因此风电业务毛利出现一定下滑。

3、评估预测情况

根据《置入资产评估报告》，于 2024 年至 2027 年，电投新能源预计实现如下净利润（指扣除非经常性损益后的归母净利润，以下简称“预测净利润”）：

单位：万元

年度	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
预测净利润	7,982.39	10,333.63	10,305.41	10,682.08

根据上述预测净利润并经交易双方协商确定，如置入资产交割日在 2024 年 12 月 31 日前（含当日），则电投新能源于 2024 年、2025 年、2026 年的承诺净利润分别不低于 7,982.39 万元、10,333.63 万元、10,305.41 万元；如置入资产交割日在 2024 年 12 月 31 日后（不含当日）、2025 年 12 月 31 日前（含当日），则电投新能源于 2025 年、2026 年、2027 年的承诺净利润分别不低于 10,333.63 万元、10,305.41 万元、10,682.08 万元。

其中，2024 年电投新能源预测净利润 7,982.39 万元系《置入资产审计报告》2024 年 1-7 月经审计净利润 4,648.74 万元与《置入资产评估报告》电投新能源 2024 年 8-12 月预测净利润 3,333.65 万元相加所得。

4、2024 年度截至目前的经营情况

根据《置入资产评估报告》，电投新能源 2024 年 8-12 月预测净利润为 3,333.65 万元。根据电投新能源 2024 年度未经审计财务报表，2024 年 8-12 月电投新能源未经审计扣非归母净利润为 4,011.42 万元，已超过《置入资产评估报告》中电投新能源 2024 年 8-12 月预测净利润及电投新能源对应期间的承诺净利润。

5、说明 2024 年业绩承诺金额低于 2023 年及其他预测期扣非归母净利润的合理性，是否有利于保护上市公司利益

标的公司 2024 年业绩承诺净利润为 7,982.39 万元，较 2023 年扣非归母净利润 10,545.31 万元减少 2,562.92 万元，主要原因系 2024 年标的公司营业毛利下滑所致。2024 年 1-7 月，标的公司实现营业毛利 11,308.13 万元；根据评估预测，2024 年 8-12 月预测期内标的公司营业毛利为 8,092.91 万元，因此 2024 年全年标的公司预测实现营业毛利 19,401.03 万元，较 2023 年减少 2,820.30 万元，具体如下：

单位：万元

项目	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（预测）	2024 年合计（预测）	2024 年（预测）较 2023 年变化
营业收入	41,389.15	26,783.33	20,894.65	47,677.98	6,288.82
营业成本	19,167.82	15,475.20	12,801.75	28,276.94	9,109.12
营业毛利	22,221.33	11,308.13	8,092.91	19,401.03	-2,820.30

标的公司 2024 年预测营业毛利较 2023 年减少，主要系受 2024 年风能资源相比历史年度偏弱，及国网侧变电站设备停运、变电站设备检修等因素影响，标的公司风力发电项目的发电时长有所减少，风力发电收入有所下降，而成本主要为相对固定的固定资产折旧、职工薪酬等，因此导致营业毛利相应减少。

2023 年和 2024 年，电投新能源发电利用小时数对比如下：

单位：小时

电站名称	2023 年	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月（预测）	2024 年度合计（预测）	2024 年（预测）较 2023 年变化
太阳山光伏电站一期	1,427.99	850.39	679.77	1,530.16	102.17
太阳山光伏电站二期	1,368.97	835.73	557.09	1,392.82	23.85
太阳山光伏电站三期	1,769.22	1,006.62	699.37	1,705.99	-63.24
中卫复合光伏项目	0.70	775.16	924.84	1,700.00	/
宁东复合光伏项目	877.33	947.14	752.86	1,700.00	/
太阳山风电场一期	1,762.60	596.19	646.50	1,242.69	-519.90
太阳山风电场二期	1,680.13	828.25	616.54	1,444.79	-235.34
太阳山风电场三四期	1,957.52	924.41	752.15	1,676.56	-280.96
太阳山风电场五期	2,323.61	1,134.40	885.81	2,020.21	-303.40
灵武风电场	1,350.60	614.06	477.93	1,091.99	-258.62

注：太阳山风电场一期由于 2024 年 3-4 月国网侧设备停运检修导致发电量数据异常，评估计算时剔除了未发电的异常时段。

由上表可知，2024 年度标的公司风电场的预测发电利用小时数较 2023 年度有所下降。受此影响，2024 年标的公司预测风力发电收入为 24,850.52 万元，

较 2023 年减少了 3,962.68 万元。

综上所述，受风能资源偏弱、国网侧变电站设备停运、变电站设备检修等因素影响，2024 年标的公司风电场的发电利用小时数均有所下降，导致发电收入有所下降，而成本主要为相对固定的固定资产折旧、职工薪酬等，因此主营业务毛利出现一定下滑，2024 年业绩承诺净利润低于 2023 年扣非归母净利润具有合理性。

标的公司 2024 年业绩承诺净利润为 7,982.39 万元，低于 2025-2027 年等其他预测期业绩，主要系 2024 年受风能资源偏弱、国网侧变电站设备停运、变电站设备检修等因素影响，标的公司风力发电项目的利用小时数及收入均有所下降。而 2025-2027 年等其他预测期风电项目发电利用小时数系参照 2020-2023 年各风电场的历史年度发电利用小时数平均水平对未来的发电利用小时数进行预测。因风电机组无衰减率，预测期内各风电场每年的发电利用小时数保持不变，2025-2027 年等其他预测期的风力发电项目利用小时数高于 2024 年。具体如下：

单位：小时

电站名称	2024 年 1-7 月	2024 年 8-12 月 (预测)	2024 年合 计(预 测)	2025 年	2026 年	2027 年
太阳山光伏电站一期	850.39	679.77	1,530.16	1,522.51	1,514.90	1,507.33
太阳山光伏电站二期	835.73	557.09	1,392.82	1,385.85	1,378.92	1,372.03
太阳山光伏电站三期	1,006.62	699.37	1,705.99	1,697.46	1,688.97	1,680.52
中卫复合光伏项目	775.16	924.84	1,700.00	1,691.50	1,683.04	1,674.63
宁东复合光伏项目	947.14	752.86	1,700.00	1,691.50	1,683.04	1,674.63
太阳山风电场一期	596.19	646.50	1,242.69	1,692.69	1,692.69	1,692.69
太阳山风电场二期	828.25	616.54	1,444.79	1,564.79	1,564.79	1,564.79
太阳山风电场三四期	924.41	752.15	1,676.56	1,866.56	1,866.56	1,866.56
太阳山风电场五六期	1,134.40	885.81	2,020.21	2,250.21	2,250.21	2,250.21
灵武风电场	614.06	477.93	1,091.99	1,291.99	1,291.99	1,291.99

电投新能源 2025-2026 年业绩承诺净利润即收益法下预测期净利润低于 2023 年度扣非归母净利润的主要原因系：评估假设中光伏组件每年衰减率为 0.5%，储能电池系统衰减率为 2%，导致预测期内光伏发电收入及储能调峰收入有所下降，因此其他年份业绩承诺金额也低于 2023 年度扣非归母净利润。光伏组件和储能电池的衰减主要影响光伏发电量、储能放电量及调峰量，从而影响标的公司未来营业收入，假设未来不考虑光伏组件及储能电池的衰减，对标的公司 2025-2027 年预测净利润的影响金额分别为 187.54 万元、395.83 万元及 557.60 万元。

以 2023 年初已在运行的光伏项目为例，其 2023 年上网电量及 2025-2026 年的预测上网电量对比如下：

单位：兆瓦时

电站名称	2023 年	2025 年	2026 年
太阳山光伏电站一期	13,828.96	14,704.24	14,630.72
太阳山光伏电站二期	26,568.32	26,866.13	26,731.80
太阳山光伏电站三期	172,004.80	163,920.25	163,100.65
合计	212,402.07	205,490.62	204,463.17

上市公司已与交易对方签署《盈利预测补偿协议》，置入资产交割日后，在业绩承诺补偿期内任一会计年度，如电投新能源截至当期期末累积实际净利润小于截至当期期末累积承诺净利润，则交易对方应向上市公司进行补偿，交易对方优先以通过本次重组获得的上市公司的股份向上市公司补偿，股份不足以补偿的部分由交易对方以现金补偿。

综上，2024-2026 年业绩承诺金额低于 2023 年扣非归母净利润具有合理性，业绩承诺及对应的补偿措施有利于保护上市公司利益。

（二）量化分析宁东新能源 2024 年 1-7 月的净利润对 2024 年业绩承诺实现情况的影响，并结合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第 1 号》等规则的有关规定，说明计算电投新能源实际净利润时，扣除补贴电价差额影响、加回因合并产生的非经常性损益的合理性及合规性，是否存在规避业绩补偿情形，是否违反业绩补偿应当先以股份补偿的规定

1、量化分析宁东新能源 2024 年 1-7 月的净利润对 2024 年业绩承诺实现情况的影响

电投新能源 2024 年度承诺净利润为 7,982.39 万元（承诺金额已包括宁东新能源 2024 年 1-7 月的净利润），宁东新能源 2024 年 1-7 月净利润为 994.33 万元，占电投新能源 2024 年度承诺净利润金额比重为 12.46%。

2、结合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第 1 号》等规则的有关规定，说明计算电投新能源实际净利润时，扣除补贴电价差额影响、加回因合并产生的非经常性损益的合理性及合规性

根据《上市公司重大资产重组管理办法》，“第三十五条 采取收益现值法、假设开发法等基于未来收益预期的方法对拟购买资产进行评估或者估值并作为定价参考依据的，上市公司应当在重大资产重组实施完毕后三年内的年度报告中单独披露相关资产的实际盈利数与利润预测数的差异情况，并由会计师事务所对此出具专项审核意见；交易对方应当与上市公司就相关资产实际盈利数不足利润预测数的情况签订明确可行的补偿协议。”

根据《监管规则适用指引——上市类第 1 号》，

“1-2 业绩补偿及奖励

.....

（二）业绩补偿方式

交易对方以股份方式进行业绩补偿时，按照下列原则确定应补偿股份的数量及期限：

1.补偿股份数量的计算

（1）基本公式

1）以收益现值法、假设开发法等基于未来收益预期的估值方法对拟购买资产进行评估或估值的，每年补偿的股份数量为：

当期补偿金额=（截至当期期末累积承诺净利润数－截至当期期末累积实现

净利润数)÷补偿期限内各年的预测净利润数总和×拟购买资产交易作价－累积已补偿金额

当期应当补偿股份数量=当期补偿金额/本次股份的发行价格

当期股份不足补偿的部分，应现金补偿。

采用现金流量法对拟购买资产进行评估或估值的，交易对方计算出现金流量对应的税后净利润数，并据此计算补偿股份数量。

此外，在补偿期限届满时，上市公司应当对拟购买资产进行减值测试，如：期末减值额/拟购买资产交易作价>补偿期限内已补偿股份总数/认购股份总数，则交易对方需另行补偿股份，补偿的股份数量为：

期末减值额/每股发行价格－补偿期限内已补偿股份总数

2) 以市场法对拟购买资产进行评估或估值的，每年补偿的股份数量为：期末减值额/每股发行价格－补偿期限内已补偿股份总数

当期股份不足补偿的部分，应现金补偿。

.....

(2) 其他事项

按照前述第 1)、2) 项的公式计算补偿股份数量时，遵照下列原则：

前述净利润数均应当以拟购买资产扣除非经常性损益后的利润数确定。”

(1) 扣除补贴电价差额影响的合理性及合规性，是否存在规避业绩补偿情形

针对补贴电价差额，宁夏电投已与上市公司签署《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》并约定如下：

“（1）关于太阳山风电场三四期可再生能源补贴事项的相关补偿安排

①以《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》生效为前提，如因电投新能源太阳山风电场三四期未通过国家能源局《关于开展可再生能源发电补贴自

查工作的通知（2022）》规定的可再生能源补贴合规核查及未纳入合规清单，导致该项目实际补贴电价低于本次评估预测补贴电价的，交易对方应就该等电价差额对电投新能源截至评估基准日的估值影响金额对上市公司予以补偿。

②以《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》生效为前提，如因电投新能源太阳山风电场三四期通过国家能源局《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知（2022）》规定的可再生能源补贴合规核查且纳入合规清单，导致该项目实际补贴电价高于本次评估预测补贴电价的，上市公司应就该等电价差额对电投新能源截至评估基准日的估值影响金额对交易对方予以补偿。

③如触发上述补偿义务的，自置入资产交割日、电投新能源知悉太阳山风电场三四期未通过可再生能源补贴合规核查且明确未纳入合规清单导致该项目无法取得可再生能源补贴及/或需退还相关补贴等情形之日、该项目通过可再生能源补贴合规核查且明确纳入合规清单之日（前述三项日期以孰晚为准）起 60 个工作日内，由上市公司聘请的中介机构对太阳山风电场三四期的补偿金额进行测算并出具专项审核或评估报告，且该专项审核或评估报告采取的评估方法、除补贴电价之外的其他参数取值应与《置入资产评估报告》保持一致。

自专项审核或评估报告出具之日起 6 个月内，补偿义务方应按照本条所述补偿原则向相对方以现金方式一次性予以支付。”

2023 年 1 月，受国家发改委、财政部、国家能源局委托，国家电网和南方电网公布了第一批可再生能源发电补贴合规项目清单，太阳山风电场三四期项目未进入第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。截至本回复出具之日，可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，合规项目将分批予以公示，核查结果存在一定的不确定性。根据《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》，宁夏电投与上市公司将就太阳山风电场三四期项目最终的实际补贴电价低于本次评估预测补贴电价的补贴电价差异，向对方以现金方式予以补偿。

因太阳山风电场三四期项目最终的实际补贴电价与本次评估预测补贴电价的补贴电价差异对本次置入资产评估值产生一定影响，且影响方向存在不确定性，本次评估已采用谨慎的方式预测太阳山风电场三四期项目的补贴电价。宁夏电投与上市公司约定就上述差异单独向对方进行现金补偿，因此，在计算电投新能源

业绩承诺补偿期实际业绩与承诺业绩的差异过程中，扣除了太阳山风电场三四期可再生能源补贴核查结果最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差额的影响，避免因上述差异重复补偿。

除实际补贴电价低于本次评估预测补贴电价之外，如太阳山风电场三四期项目发生因其他原因（如发电利用小时数低于评估预测、基础电价低于评估预测等）导致无法完成净利润的情形，宁夏电投将根据电投新能源最终业绩完成情况，优先以通过本次重组获得的上市公司的股份向上市公司补偿。

综上，计算电投新能源实际净利润时扣除补贴电价差额影响具有合理性，符合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第1号》相关规定，不存在规避业绩补偿的情形。

（2）加回因合并产生的非经常性损益的合理性及合规性，是否存在规避业绩补偿情形

根据《公开发行证券的公司信息披露解释性公告第1号——非经常性损益》，非经常性损益包括同一控制下企业合并产生的子公司期初至合并日的当期净损益。电投新能源2024年承诺净利润为7,982.39万元（包含了电投新能源全资子公司宁东新能源2024年1-7月计入非经常性损益的净利润），为保持业绩承诺利润与实际净利润统计口径的一致性，在计算2024年度实际扣除非经常性损益后的利润数时，将加回因宁东新能源合并产生的“同一控制下企业合并产生的子公司期初至合并日的当期净损益”。宁东新能源的合并日为2024年7月31日，2024年8月以后宁东新能源的净损益将计入经常性损益，上述加回因宁东新能源合并产生的“同一控制下企业合并产生的子公司期初至合并日的当期净损益”不会对标的公司2024年8-12月、2025年及以后年度的扣非归母净利润的计算产生影响。

综上，计算电投新能源实际净利润时加回因合并产生的非经常性损益具有合理性，符合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第1号》相关规定，不存在规避业绩补偿的情形。

（3）是否违反业绩补偿应当先以股份补偿的规定

太阳山风电场三四期项目最终的实际补贴电价与本次评估预测补贴电价的补贴电价差异会对本次置入资产评估值产生一定影响，影响金额主要取决于可再生能源补贴核查结果，影响方向存在不确定性，本次评估已根据相关政策采用谨慎的方式预测了太阳山风电场三四期项目的补贴电价。最终补贴电价与本次评估预测电价差异与发电利用小时数、基础电价等经营性核心参数不同，主要取决于可再生能源补贴核查相关主管部门的一次性认定结果，具有偶发性和非经常性特征，且主要由太阳山风电场三四期项目并网时的补贴电价认定历史原因导致，非业绩承诺期内电投新能源通过各项措施可以改变或影响的因素，因此交易双方将其作为置入资产交易对价的估值调整项，约定就该部分补贴电价受国补核查的估值影响金额单独以现金方式向对方补偿。

除补贴电价以外，如太阳山风电场三四期项目发生因其他原因（如发电利用小时数低于评估预测、基础电价低于评估预测等）导致无法完成净利润的情形，宁夏电投将根据电投新能源最终合并口径的业绩完成情况，优先以通过本次重组获得的上市公司的股份向上市公司补偿。

电投新能源 2024 年承诺净利润为 7,982.39 万元（包含了电投新能源全资子公司宁东新能源 2024 年 1-7 月计入非经常性损益的净利润），为保持业绩承诺利润与实际净利润统计口径的一致性，在计算 2024 年度实际扣除非经常性损益后的利润数时，将加回因宁东新能源合并产生的“同一控制下企业合并产生的子公司期初至合并日的当期净损益”。

综上，上市公司与宁夏电投以现金方式补偿对方关于最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差异具备合理性，不存在违反业绩补偿应当先以股份补偿规定的情形。

（三）结合上述情况等，说明业绩承诺方案设计是否符合有关规定，是否有利于保护上市公司利益和中小投资者合法权益

如本题“（二）”所述，电投新能源 2024 年-2026 年业绩承诺净利润低于 2023 年度扣非归母净利润的主要原因受 2024 年度特殊性经营因素（包括风光资源下降、市场化交易电价下降、国网侧设备停运、发电设备停电检修等）和评估假设中光伏组件衰减率及储能电池系统衰减率影响，具备合理性。上市公司已与

交易对方签署《盈利预测补偿协议》，置入资产交割日后，在业绩承诺补偿期内任一会计年度，如电投新能源截至当期期末累积实际净利润小于截至当期期末累积承诺净利润，则交易对方应向上市公司进行补偿，交易对方优先以通过本次重组获得的上市公司的股份向上市公司补偿，股份不足以补偿的部分由交易对方以现金补偿。

宁夏电投与上市公司约定就太阳山风电场三四期项目最终的实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差异单独向对方进行现金补偿，因此，在计算电投新能源业绩承诺补偿期实际业绩与承诺业绩的差异过程中，扣除了太阳山风电场三四期可再生能源补贴核查结果最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差额的影响，避免因上述差异重复补偿。

太阳山风电场三四期项目最终的实际补贴电价与本次评估预测补贴电价的补贴电价差异会对本次置入资产评估值产生一定影响，影响金额主要取决于可再生能源补贴核查结果，影响方向存在不确定性，本次评估已根据相关政策采用谨慎的方式预测了太阳山风电场三四期项目的补贴电价。

最终补贴电价与本次评估预测电价差异与发电利用小时数、基础电价等经营性核心参数不同，主要取决于可再生能源补贴核查相关主管部门的一次性认定结果，具有偶发性和非经常性特征，且主要由太阳山风电场三四期项目并网时的补贴电价认定历史原因导致，非业绩承诺期内电投新能源通过各项措施可以改变或影响的因素，因此交易双方将其作为置入资产交易对价的估值调整项，约定就该部分补贴电价受国补核查的估值影响金额单独以现金方式向对方补偿。除补贴电价以外，如太阳山风电场三四期项目发生因其他原因（如发电利用小时数低于评估预测、基础电价低于评估预测等）导致无法完成净利润的情形，宁夏电投将根据电投新能源最终合并口径的业绩完成情况，优先以通过本次重组获得的上市公司的股份向上市公司补偿。上市公司与宁夏电投以现金方式补偿对方关于最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差异具备合理性，不存在违反业绩补偿应当先以股份补偿规定的情形。

综上，本次业绩承诺方案设计符合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第1号》相关规定，有利于保护上市公司利益和中小投资者合法权益。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅了标的公司所处行业相关研究报告、所在地区电力交易相关规则、《置入资产审计报告》《置入资产评估报告》、标的公司 2024 年度未经审计财务报表、电费结算单等；访谈标的公司管理层，了解标的公司 2024 年度业绩较 2023 年下降的原因。

2、查阅上市公司与宁夏电投签署的《重大资产置换及发行股份购买资产协议》《重大资产置换及发行股份购买资产补充协议》《盈利预测补偿协议》。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、标的公司 2024-2026 年业绩承诺金额低于 2023 年扣非归母净利润具备合理性，相关业绩承诺及补偿方案有利于保护上市公司利益。

2、计算电投新能源实际净利润时扣除补贴电价差额影响、加回因合并产生的非经常性损益具有合理性，符合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第 1 号》相关规定，不存在规避业绩补偿情形；上市公司与宁夏电投以现金方式补偿对方关于最终实际补贴电价与本次评估预测补贴电价差异具备合理性，不存在违反业绩补偿应当先以股份补偿规定的情形。

3、本次业绩承诺方案设计符合《重组办法》《监管规则适用指引——上市类第 1 号》相关规定，有利于保护上市公司利益和中小投资者合法权益。

问题十二 关于同业竞争

申请文件显示：（1）上市公司控股股东宁国运及其控制的其他除上市公司以外的公司从事的与发电相关的主营业务包括火力发电业务和少量新能源发电业务（煤电与可再生能源联营项目），其中火力发电业务不构成同业竞争，煤电与可再生能源联营项目尚未并网，因此尚未与电投新能源形成实质性同业竞争；根据有关政策，实施配置的新能源增量指标对应的项目公司需要由煤电项目对应的煤电企业控股，宁国运、宁夏电投均已承诺本次重组实施完成后将煤电与可再生能源联营项目托管给上市公司及/或电投新能源，如产生构成重大不利影响的同业竞争，宁国运、宁夏电投将通过优先将该等新能源电站注入上市公司等方式解决。（2）宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（灵武）有限公司已取得新能源指标并拟展开项目建设，宁国运将在项目开工前，将上述两家公司的控股权划转/转让给电投新能源，或由宁国运及/或其控制的其他企业代为先行培育再注入上市公司。

请上市公司补充说明：（1）煤电与可再生能源联营项目的具体情况，宁国运、宁夏电投将相关项目托管给上市公司及/或电投新能源是否符合相关政策规定，是否具备可执行性；（2）宁国运未在本次交易中将宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（灵武）有限公司的控股权划转/转让给电投新能源的原因以及后续的转让计划；（3）结合有关政策等情况说明，拟解决同业竞争的具体措施是否具有可执行性，能否有效解决同业竞争问题，如何保障宁国运等主体按期履行上述承诺；（4）结合上述情况，进一步论证本次交易是否会导致新增重大不利影响的同业竞争。

请独立财务顾问和律师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）煤电与可再生能源联营项目的具体情况，宁国运、宁夏电投将相关项目托管给上市公司及/或电投新能源是否符合相关政策规定，是否具备可执行性；

1、煤电与可再生能源联营项目的具体情况

2022 年 11 月，自治区发改委发布了煤电与可再生能源联营相关政策文件，对涉及的煤电项目按一定比例配置新能源增量指标，并规定实施配置的新能源增量指标对应的项目公司需要由煤电项目对应的煤电企业控股。

截至本问询回复出具日，宁国运及其控制的其他除标的公司以外的企业从事煤电与可再生能源联营项目的具体情况如下：

宁夏电投永利能源有限公司（以下简称“永利能源”，系交易对方宁夏电投全资子公司）2×66 万千瓦煤电项目正在施工及建设中，根据煤电与可再生能源联营相关政策文件及宁夏回族自治区发展和改革委员会的批复文件，永利能源基于上述 2×66 万千瓦煤电项目获取新能源指标（即 300 万千瓦光伏发电基地项目），但该新能源指标的实施项目公司需要由永利能源控股，故上述新能源指标无法直接由电投新能源承接并实施，永利新能源已新设全资子公司宁夏电投永利（中卫）新能源有限公司（以下简称“永利（中卫）新能源”）负责开发上述新能源指标。

针对上述 300 万千瓦光伏发电基地项目，永利（中卫）新能源已取得中卫市发展和改革委员会出具的投资项目备案证（项目代码：2410-640502-04-01-912023）和中卫市生态环境局沙坡头区分局出具的环评批复（卫环沙坡头区分局函〔2025〕3 号），项目建设地点位于中卫市沙坡头区常乐镇，建设规模为 300 万千瓦光伏发电基地及相关附属设施。目前，永利（中卫）新能源正在办理上述 300 万千瓦光伏发电基地项目其他相关建设项目审批或备案文件，该项目尚未开工建设。

2、宁国运、宁夏电投将相关项目托管给上市公司及/或电投新能源是否符合相关政策规定，是否具备可执行性

根据国家发展和改革委员会《关于发展煤电联营的指导意见》（发改能源〔2016〕857 号）及自治区发改委关于煤电与可再生能源联营相关政策文件，宁夏回族自治区煤电项目联营的新能源指标项目公司由相应煤电企业控股，相关政策规定未禁止该等煤电项目联营新能源指标项目公司进行托管运营。宁国运、宁夏电投将所属煤电与可再生能源联营项目公司托管给上市公司及/或电投新能源，未改变该等项目公司股权结构，符合相关政策规定，具备可执行性。

（二）宁国运未在本次交易中将宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（灵武）有限公司的控股权划转/转让给电投新能源的原因以及后续的转让计划

宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（灵武）有限公司系宁国运为承接绿电园区的新能源发电项目所新设的项目公司，因项目规模较大、各项前期审批手续时间紧张且有引入外部投资人计划，故为了简化国资内部决策程序，上述2家公司在设立时由宁国运直接控股，未由电投新能源直接控股。

2024年12月，宁国运将所持宁国运新能源（灵武）有限公司控股权无偿划转给标的公司，并已办理完毕相应工商变更登记手续，后续将由标的公司完成对宁国运新能源（灵武）有限公司的实缴出资。

截至本问询回复出具日，因宁国运新能源（中宁）有限公司尚在办理用地预审的审批手续，项目尚未具备开工建设条件，因此宁国运尚未将宁国运新能源（中宁）有限公司控股权转让至电投新能源，预计将在宁国运新能源（中宁）有限公司项目开工前，通过无偿划转、协议转让等符合国资监管、证券监管等相关法律法规规定的方式，将宁国运新能源（中宁）有限公司的控股权划转/转让给上市公司及/或电投新能源。上述无偿划转安排不影响本次交易的置入资产定价。

（三）结合有关政策等情况说明，拟解决同业竞争的具体措施是否具有可执行性，能否有效解决同业竞争问题，如何保障宁国运等主体按期履行上述承诺

1、结合有关政策等情况说明，拟解决同业竞争的具体措施具有可执行性，能否有效解决同业竞争

（1）拟解决同业竞争的具体措施

为避免本次交易后与上市公司形成同业竞争，上市公司控股股东及其一致行动人宁国运、电投热力及交易对方宁夏电投已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺事项如下：

“1.截至本函出具日，本公司及本公司控制企业与上市公司主营业务不存在同业竞争的情形。本公司不会利用对上市公司的控制地位，从事任何有损于上市公司利益的行为，并将充分尊重和保证上市公司的经营独立、自主决策。

2.本次重组完成后，在宝塔实业作为上市公司且本公司根据中国法律法规及深圳证券交易所之规则被视为宝塔实业的控股股东及/或其一致行动人的任何期限内，本公司将防止和避免本公司及本公司控制企业（上市公司及其控制企业除外，下同）从事任何与上市公司主营业务相竞争的业务。如果本公司及本公司控制的其他企业获得的商业机会与上市公司及其下属公司主要经营业务构成重大不利影响的同业竞争的，如上市公司拟争取该等商业机会的，本公司将加强内部协调与控制管理，避免出现因为同业竞争损害上市公司利益的情况。如发现本公司及本公司控制的其他企业未来因业务发展可能对上市公司构成重大不利影响的同业竞争情况的，本公司届时将基于上市公司的书面要求，依法履行法定决策程序，在符合国有资产监管、上市公司监管相关法律法规等规范性文件规定前提下，采用市场化公开、公平公正的方式妥善解决该等重大不利影响的同业竞争问题。

3.本公司郑重声明，上述承诺的内容是真实的。如本公司因违背上承诺，给宝塔实业及/或宝塔实业全体股东造成损失，本公司愿承担相应的法律责任。”

宁国运及宁夏电投进一步出具《关于避免同业竞争的补充承诺函》，承诺事项如下：

“1.自本函出具日起，在宝塔实业作为上市公司且本公司根据中国法律法规及深圳证券交易所之规则被视为宝塔实业的控股股东及/或其一致行动人的任何期限内，针对本公司及本公司控制的除上市公司及电投新能源以外的其他企业取得光伏、风电等新能源指标及项目（其中“煤电与可再生能源联营项目”等基于相关法规规定暂无法由上市公司及电投新能源直接实施的项目除外），本公司承诺：（1）在该等新能源电站项目取得发改委立项核准批复/备案后且在项目开工前，通过无偿划转、协议转让等符合国资监管、证券监管等相关法律法规规定的方式，将该等新能源电站项目所在企业的控股权划转/转让给上市公司及/或宁夏电投新能源有限公司；或（2）以上市公司股东会非关联股东审议通过为前提，由本公司及/或本公司控制的其他企业代为先行培育，并在该等新能源电站项目培育后满足注入上市公司盈利条件及符合国有资产监管、上市公司监管、发改委监管相关法律法规等规范性文件规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的

方式将该等新能源电站注入上市公司。

2.针对本公司及本公司控制的下属企业拥有的“煤电与可再生能源联营项目”等基于相关法规暂无法由上市公司及电投新能源直接实施的新能源电站项目，在宝塔实业作为上市公司且本公司根据中国法律法规及深圳证券交易所之规则被视为宝塔实业的控股股东及/或其一致行动人的任何期限内，本公司承诺：（1）以本次重组成功实施为前提，本公司及本公司控制的相关企业同意将该等新能源电站项目托管给上市公司及/或电投新能源，具体托管安排以相关方届时另行签署的托管协议为准；（2）如该等新能源电站与上市公司及电投新能源业务构成重大不利影响的同业竞争的，则本公司承诺届时将基于上市公司的书面要求，依法履行法定决策程序，在符合国有资产监管、上市公司监管、发改委监管相关法律法规等规范性文件规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的方式通过优先将该等新能源电站注入上市公司等方式妥善解决该等重大不利影响的同业竞争问题。

3.本公司郑重声明，上述承诺的内容是真实的。如本公司因违背上述承诺，给宝塔实业及/或宝塔实业全体股东造成损失，本公司愿承担相应的法律责任。”

除将新能源电站注入上市公司外，其他解决构成重大不利影响的同业竞争的潜在方式包括：（1）将构成重大不利影响的的新能源电站出售给其他第三方；（2）依法依规关停构成重大不利影响的的新能源电站。

（2）结合有关政策等情况说明，拟解决同业竞争的具体措施具有可执行性，能够有效解决同业竞争

1）除煤电与可再生能源联营项目外的其他新能源项目

除煤电与可再生能源联营项目外，宁国运及宁夏电投已在《关于避免同业竞争的补充承诺函》承诺：（1）在该等新能源电站项目取得发改委立项核准批复/备案后且在项目开工前，通过无偿划转、协议转让等符合国资监管、证券监管等相关法律法规规定的方式，将该等新能源电站项目所在企业的控股权划转/转让给上市公司及/或宁夏电投新能源有限公司；或（2）以上市公司股东会非关联股东审议通过为前提，由本公司及/或本公司控制的其他企业代为先行培育，并在该

等新能源电站项目培育后满足注入上市公司盈利条件及符合国有资产监管、上市公司监管、发改委监管相关法律法规等规范性文件规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的方式将该等新能源电站注入上市公司。

根据《关于推动国有股东与所控股上市公司解决同业竞争规范关联交易的指导意见》相关规定：“有条件的国有股东在与所控股上市公司充分协商的基础上，可利用自身品牌、资源、财务等优势，按照市场原则，代为培育符合上市公司业务发展需要、但暂不适合上市公司实施的业务或资产。上市公司与国有股东约定业务培育事宜，应经上市公司股东大会授权。国有股东在转让培育成熟的业务时，上市公司在同等条件下有优先购买的权利。上市公司对上述事项作出授权决定或者放弃优先购买权的，应经股东大会无关联关系的股东审议通过”。

针对宁国运及其控制的除标的公司以外的企业取得的其他新能源指标，宁国运及宁夏电投已承诺以上市公司董事会非关联股东审议通过为前提，由宁国运等控制的其他企业代为先行培育，并在该等新能源电站项目培育后满足注入上市公司盈利条件及符合监管法规规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的方式将该等新能源电站注入上市公司。上述承诺内容符合《关于推动国有股东与所控股上市公司解决同业竞争规范关联交易的指导意见》规定，有利于保障上市公司利益。且根据宁国运及宁夏电投的承诺，上市公司未经法定程序审议通过代为培育事项的，则宁国运等承诺主体将在该等项目取得发改委立项核准批复/备案后且在项目开工前，通过无偿划转、协议转让等方式，将该等新能源电站项目所在企业的控股权划转/转让给上市公司及/或电投新能源。宁国运已履行上述承诺内容，将所持宁国运新能源（灵武）有限公司 41%股权无偿划转给电投新能源持有。据此，上述承诺内容具有可执行性，能够有效解决其他新能源指标涉及的同业竞争问题。

2) 煤电与可再生能源联营项目

就煤电与可再生能源联营项目而言，根据国家发展和改革委员会《关于发展煤电联营的指导意见》（发改能源〔2016〕857号）及自治区发改委关于煤电与可再生能源联营相关政策的规定，煤电项目联营的新能源指标项目公司由相应煤电企业控股，但相关政策规定未禁止该等煤电项目联营的新能源指标项目公司进行

托管运营。据此，针对宁国运及其控制的除标的公司以外的企业所取得的煤电与可再生能源联营项目，宁国运、宁夏电投承诺将该等项目公司托管给上市公司及/或电投新能源，未改变该等项目公司股权结构，符合上述政策规定，具备可执行性。

此外，宁国运、宁夏电投在《关于避免同业竞争的补充承诺函》中进一步承诺除将所属煤电与可再生能源联营项目公司托管给上市公司及/或电投新能源外，如该等煤电与可再生能源联营项目新能源电站建成投产后与上市公司业务构成重大不利影响的同业竞争的，则宁国运及宁夏电投届时将基于上市公司的书面要求，依法履行法定决策程序，在符合监管法规规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的方式，从根本上妥善解决该等同业竞争问题。该等承诺内容具有可执行性，能够有效解决煤电与可再生能源联营项目涉及的同业竞争问题。

综上所述，为避免同业竞争，宁国运等主体已出具《关于避免同业竞争的承诺函》及《关于避免同业竞争的补充承诺函》，该等承诺内容符合有关政策规定、合法有效，具有可执行性，能够有效解决同业竞争。

2、保障宁国运等主体按期履行相关承诺的措施

宁国运等主体已在《关于避免同业竞争的承诺函》及《关于避免同业竞争的补充承诺函》中承诺，“如本公司因违背上述承诺，给宝塔实业及/或宝塔实业全体股东造成损失，本公司愿承担相应的法律责任。”

如宁国运等主体未按期履行相关承诺，上市公司董事会将按照《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，勤勉尽责、主动、及时要求承诺人承担相关责任，并及时向证券监督管理部门进行报告，请求证券监管部门对其采取监管措施；如经证券监督管理部门查实后，在对责任人作出处理前及按照该指引进行整改前，上市公司将依据《证券法》《上市公司收购管理办法》的有关规定，配合证券监管部门限制承诺人对其持有或者实际支配的股份行使表决权。

宁国运是宁夏回族自治区政府出资设立的大型国有独资企业，主要承担自治区重大基础设施、重要民生工程、重点产业项目投资建设任务。宁夏电投是宁国

运控股子公司，是自治区电力和重点建设项目的投资主体和政府融资平台。根据国务院国有资产监督管理委员会、中国证券监督管理委员会《关于推动国有股东与所控股上市公司解决同业竞争规范关联交易的指导意见》规定“国有股东与所控股上市公司在依法合规、充分协商的基础上，可针对解决同业竞争、规范关联交易的解决措施和期限，向市场作出公开承诺。国有股东与所控股上市公司要切实履行承诺，并定期对市场公布承诺事项的进展情况。”宁国运及宁夏电投作为自治区重要国企，将按照《关于推动国有股东与所控股上市公司解决同业竞争规范关联交易的指导意见》等法律法规要求切实履行相关避免同业竞争的承诺。此外，如本题所述，宁国运等主体作出的避免同业竞争的相关承诺内容具备可执行性，承诺主体按期履行相关承诺预计不存在实质性障碍。

综上，保障宁国运等主体按期履行相关承诺的措施切实有效。

（四）结合上述情况，进一步论证本次交易是否会导致新增重大不利影响的同业竞争

截至本回复出具日，除宁国运及其控制的下属企业基于煤电与可再生能源联营相关政策获得的新能源指标及宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（盐池）有限公司已获取的新能源指标（与煤电与可再生能源联营政策无关）外，本次交易不存在其他构成重大不利影响的同业竞争的情形。

针对宁国运/宁夏电投及宁国运/宁夏电投控制的下属企业拥有的煤电与可再生能源联营项目等基于相关法规暂无法由上市公司及电投新能源直接实施的新能源电站项目，宁国运、宁夏电投均已承诺本次重组实施完成后将该等新能源电站项目托管给上市公司及/或电投新能源，如未来相关新能源电站项目建成并网后与上市公司及电投新能源业务构成重大不利影响的同业竞争，宁国运、宁夏电投将基于上市公司的书面要求，依法履行法定决策程序，在符合国有资产监管、上市公司监管、发改委监管相关法律法规等规范性文件规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的方式，通过优先将该等新能源电站注入上市公司等方式妥善解决该等重大不利影响的同业竞争问题。

针对宁国运/宁夏电投及宁国运/宁夏电投控制的除上市公司及电投新能源以外的其他企业取得其他光伏、风电等新能源指标及项目（“煤电与可再生能源联

营项目”等基于相关法规规定暂无法由上市公司及电投新能源直接实施的项目除外），宁国运、宁夏电投均已承诺：（1）在该等新能源电站项目取得发改委立项核准批复/备案后且在项目开工前，通过无偿划转、协议转让等符合国资监管、证券监管等相关法律法规规定的方式，将该等新能源电站项目所在企业的控股权划转/转让给上市公司及/或宁夏电投新能源有限公司；或（2）以上上市公司股东会非关联股东审议通过为前提，由宁国运及/或宁国运（宁夏电投及/或宁夏电投）控制的其他企业代为先行培育，并在该等新能源电站项目培育后满足注入上市公司盈利条件及符合国有资产监管、上市公司监管、发改委监管相关法律法规等规范性文件规定前提下，采用市场化、公开、公平、公允的方式将该等新能源电站注入上市公司。

本次交易完成后，上市公司现有轴承业务将实现置出，主营业务变更为风力、光伏及储能电站的投资开发和运营，以及船舶电器的生产与销售。宁国运等主体上述拟解决同业竞争的具体措施具备可执行性，本次交易不会导致上市公司新增重大不利影响的同业竞争。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅《关于发展煤电联营的指导意见》及自治区发改委关于煤电与可再生能源联营相关政策，查阅《关于推动国有股东与所控股上市公司解决同业竞争规范关联交易的指导意见》等相关规定；查阅永利（中卫）新能源 300 万千瓦光伏发电基地项目的投资项目备案证和环评批复。

2、查阅宁国运新能源（中宁）有限公司 100 万千瓦光伏铝锰绿电园区新能源复合项目、宁国运新能源（灵武）有限公司 100 万千瓦光伏硅基绿电园区新能源复合项目的投资项目备案证；访谈宁国运管理层，了解宁国运未在本次交易中将宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（灵武）有限公司的控股权划转/转让给电投新能源的原因，了解宁国运新能源（中宁）有限公司股权的后续转让计划；查阅宁国运与电投新能源签署的宁国运新能源（灵武）有限公司股权转让协议，通过企查查等网络公开渠道查询宁国运新能源（灵武）有限公司的工商变更登记情况。

3、查阅宁国运等主体出具的《关于避免同业竞争的承诺函》及《关于避免同业竞争的补充承诺函》。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、宁国运、宁夏电投将相关煤电与可再生能源联营项目托管给上市公司及/或电投新能源符合相关政策规定，具备可执行性。

2、宁国运未在本次交易中将宁国运新能源（中宁）有限公司、宁国运新能源（灵武）有限公司的控股权划转/转让给电投新能源的原因具备合理性；宁国运所持宁国运新能源（灵武）有限公司控股权已无偿划转给电投新能源；因宁国运新能源（中宁）有限公司尚在办理用地预审的审批手续，项目尚未具备开工建设条件，宁国运预计将在宁国运新能源（中宁）有限公司项目开工前，将所持宁国运新能源（中宁）有限公司的控股权划转/转让给上市公司及/或电投新能源。

3、本次交易中宁国运及其一致行动人拟解决同业竞争的具体措施具有可执行性，能有效解决同业竞争问题，保障宁国运等主体按期履行相关承诺的措施切实有效。

4、本次交易不会导致新增重大不利影响的同业竞争。

问题十三 关于关联交易

申请文件显示：（1）报告期内，电投新能源采购商品、接受劳务的关联交易金额分别为 848.62 万元、6.24 万元和 1.68 万元，2022 年度金额高于其他年份主要系向宁夏电投银川热电有限公司购买发电权产生 717.31 万元交易所致；（2）为落实国有资产管理机构加快司库体系建设、加强资金管理的相关要求，宁夏电投 2023 年开始实行集团资金集中管理，电投新能源当年资金归集付款 48,161.98 万元，收到宁夏电投下拨资金 48,161.98 万元，宁夏电投于 2023 年末停止针对电投新能源的资金归集。

请上市公司补充说明：（1）结合 2022 年向宁夏电投银川热电有限公司购买发电权所履行的程序、电网宁夏和宁夏电投银川热电有限公司达成的结算电价、标的资产留存燃煤标杆电价的合理性、发电权对应电量及实际适用情况，说明向关联方采购的合规性及定价公允性；（2）电投新能源在宁夏电投的资金归集管理的具体情况，是否约定利息，如是，说明利率及公允性、利息收入与资金规模的匹配性，如否，说明合理性；结合与资金存放相关的内控制度，说明标的资产能否独立作出财务决策，是否存在资金使用受限情形。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）结合 2022 年向宁夏电投银川热电有限公司购买发电权所履行的程序、电网宁夏和宁夏电投银川热电有限公司达成的结算电价、标的资产留存燃煤标杆电价的合理性、发电权对应电量及实际适用情况，说明向关联方采购的合规性及定价公允性

1、标的公司向宁夏电投银川热电有限公司购买发电权所履行的程序

发电权交易发生的背景如下：在煤价较高时，火电企业（如银川热电）有对外转让发电权的交易诉求，新能源发电企业通过发电权交易，有机会获取不低于区内竞价交易价格的电费收入。

在银川热电有上述发电权转让需求时，会与标的公司洽谈进行发电权转让交易，标的公司生产部发起与银川热电的《发电权交易申请单》，经主管领导和总经理审批同意，双方签署《发电侧事中合同转让交易协议》等发电权转让合同，约定结算单价和交易电量，并将发电权转让合同在国电网宁夏备案，即开展发电权交易。在发电权转让交易的当月，国电网宁夏会根据当月结算单向标的公司结算该部分电费收入，标的公司根据发电权转让合同约定的转让电价（金额通常为燃煤标杆电价）留存对应的收入，并向银川热电支付结算价格和转让电价的差价对应的金额。

2、国电网宁夏和宁夏电投银川热电有限公司达成的结算电价、标的资产留存燃煤标杆电价的合理性、发电权对应电量及实际适用情况，向关联方采购的合规性及定价公允性

2022 年度，电投新能源与电网宁夏和银川热电通过发电权交易达成的结算电价、转让电价、发电权对应电量情况汇总统计如下：

序号	交易电量 (万千瓦时) A	国电网宁夏结 算电价 (元/兆 瓦时, 含税) B	转让电价 (元/兆瓦 时, 含税) C	发电权采购单价 (元/兆瓦时, 含 税) D=B-C	发电权交易额 (万元, 不含 税) E=A*D/1.06
1	3.43	425.40	259.50	165.90	536.15
2	1.90	311.40	259.50	51.90	93.03
3	2.18	311.40	270.00	41.40	84.99
4	0.13	311.40	285.00	26.40	3.14
合计	7.63	-	-	-	717.31

进行发电权交易后，就该部分发电收入，标的公司与国电网宁夏的结算电价系银川热电与国电网宁夏的原始结算电价，标的公司因与银川热电交易留存的电价（即转让电价）与当月其他区内交易竞价电价无较大差异，通常为燃煤标杆电价（即 259.50 元/兆瓦时），部分电量转让电价略高于燃煤标杆电价的主要原因系在煤价处于较高水平时，标的公司议价权更高，可与银川热电协商更高的转让电价，获取更多的发电收入。

2021 年 11 月，国家能源局西北监管局发布了关于公开征求《宁夏回族自治区电力中长期交易规则（征求意见稿）》意见建议的通知，规定发电权交易、合

同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。2022 年 5 月，国家能源局西北监管局、自治区发改委发布《宁夏回族自治区电力中长期交易规则（试行）》（西北监能市场〔2020〕11 号），规定双边交易价格按照双方合同约定执行，双边协商交易原则上不进行限价；推动价格浮动机制，年度（长协）交易协商建立“基准电价+浮动机制”市场化价格机制，基准电价按宁夏现行燃煤发电标杆上网电价确定。因此，标的公司因与银川热电交易留存的电价（金额通常为燃煤标杆电价）系双方协商确定，转让电价与当地基准电价、当月其他区内交易竞价电价无较大差异，符合上述市场化定价机制，具备合理性。

整体而言，标的公司与银川热电的发电权转让交易已在国电网宁夏备案，交易合规，标的公司发电权交易的转让电价（通常为燃煤标杆电价）与其他区内交易竞价电价无较大差异，具备合理性，向关联方的采购价格（即结算电价与转让电价差额）具备公允性。

（二）电投新能源在宁夏电投的资金归集管理的具体情况，是否约定利息，如是，说明利率及公允性、利息收入与资金规模的匹配性，如否，说明合理性；结合与资金存放相关的内控制度，说明标的资产能否独立作出财务决策，是否存在资金使用受限情形

1、电投新能源在宁夏电投的资金归集管理的具体情况

2022 年 1 月，国务院国资委印发了《关于推动中央企业加快司库体系建设进一步加强资金管理的意见》，提出“进一步加强资金管理，有效提高资金运营效率，严格防控资金风险，全面提升财务管理精益化、集约化、智能化水平”，要求“财务公司、资金中心等管理平台要发挥资金归集、资金结算、资金监控和金融服务等作用；子企业负责资金等金融资源的具体运用”。

在此背景下，根据自治区国资委的要求，2023 年 2 月，宁夏电投为加强集团化管控、提高集团公司资金管理水平和使用效率，成立了集团公司资金管理中心，并制定了《宁夏电力投资集团有限公司资金管理中心管理制度（试行）》《宁夏电力投资集团资金结算中心资金结算管理办法》，对控股公司资金进行集中管控。电投新能源作为宁夏电投的子公司，适用于上述规定，其与宁夏电投之间的

资金归集系本次重组前依据宁夏电投资金管理制度形成。

电投新能源资金归集业务的具体流程如下：

流程	具体情况
资金上收	银行根据宁夏电投资金管理中心（以下简称“管理中心”，由宁夏电投财务部管理）发给银行的指令，将各公司协议账户中的资金上收到管理中心总账户
资金下拨	管理中心根据各公司上报的资金计划与资金拨付申请，将资金从管理中心总账户拨付到各公司协议银行账户中
利息结算	资金管理中心对各控股公司的归集资金进行计息并支付

电投新能源的资金归集业务从 2023 年 3 月开始，至 2023 年 12 月终止，期间内资金上收、资金下拨金额、期末余额如下：

单位：万元

类型	2023 年度
资金上收	48,161.98
资金下拨	48,161.98
期末余额	-

注：上述资金上收和下拨已包括利息。

2023 年度，电投新能源对该等资金归集所形成的存款合计收取利息 86.82 万元。

截至 2023 年底，宁夏电投已停止对电投新能源及其子公司资金的上收和下拨，并向电投新能源及其子公司支付了利息，电投新能源及其子公司的资金归集账户不存在余额，宁夏电投的财务系统对电投新能源的上收下拨功能已关闭。

2、利息利率及公允性、利息收入与资金规模的匹配性

宁夏电投的资金管理中心支付利息的原则是不留存余额，即各银行为管理中心结息总额全额分配给各家公司。管理中心借助用友系统根据各银行结息数、各子公司每日余额倒推出各银行账户综合利率后再核算各子公司每家银行应分配利息数，同一银行采用相同利率核算每家子公司应分配数，各子公司利息数为用友系统自动计算得出，于 2023 年末一次性向各子公司发放。

2023 年度，电投新能源及子公司按时间加权平均资金归集余额约 2,690.85 万元，按 86.82 万元利息倒算平均利率约 3.23%，高于一年期银行存款利率，低

于一年期银行贷款市场报价利率，不存在显失公允的情况，利息收入与资金规模匹配。

3、结合与资金存放相关的内控制度，说明标的资产能否独立作出财务决策，是否存在资金使用受限情形

2023 年度，根据《宁夏电力投资集团有限公司资金管理中心管理制度（试行）》，标的公司的资金需于每个工作日 17:00 上收到管理中心总账户，管理中心根据标的公司上报的资金计划与资金下拨申请于每个工作日 9:00 将资金下拨到标的公司协议银行账户。截至 2023 年底，为保证标的公司的财务独立性，宁夏电投已停止对标的公司资金的上收和下拨，宁夏电投的财务系统对标的公司的上收下拨功能已关闭。

根据《宁夏电投新能源有限公司资金管理制度》《宁夏电投新能源有限公司资金预算及审批管理制度》等财务内控制度，标的公司可独立作出资金归集、资金支付审批等财务决策，不存在资金使用受限的情形。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、访谈标的公司管理层，了解标的公司与银川热电发电权的背景、流程、定价过程等，查阅发电权交易相关审批文件，查阅标的公司与银川热电签订的发电权转让协议及国网宁夏每月出具的结算单，查阅发电权交易相关的记账凭证、发票及银行流水；比较发电权转让单价与同期区内直接交易竞价价格，分析关联采购价格的公允性。

2、查阅《宁夏电力投资集团有限公司资金管理中心管理制度（试行）》《宁夏电力投资集团资金结算中心资金结算管理办法》等宁夏电投下发的资金统一归集制度通知；访谈标的公司财务人员，了解宁夏电投资金归集管理的具体背景、流程以及约定利息利率情况；获取宁夏电投资金结算中心提供的电投新能源资金上收下拨明细表、结算系统结息统计表，测算复核利息收入和资金规模的匹配性；查阅电投新能源财务内控制度，了解电投新能源是否存在资金使用受限情况。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

- 1、标的公司向银川热电的发电权转让交易已在国电网宁夏备案，交易合规，标的公司转让电价具备合理性，向关联方的采购价格具备公允性。
- 2、电投新能源在宁夏电投的资金归集已约定利率，利率具备公允性，利息收入与资金规模匹配；标的公司能独立作出财务决策，不存在资金使用受限情形。

问题十四 关于募投项目

申请文件显示：（1）本次交易募集配套资金总额不超过 52,421.08 万元，其中 27,727.54 万元用于盐池惠安堡 750MW 风光同场项目（以下简称盐池惠安堡项目），24,693.54 万元用于中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目（以下简称中卫迎水桥项目）；（2）盐池惠安堡项目投资总额约 271,838.66 万元，实施主体为标的资产非全资控股子公司盐池新能源，项目税后投资财务内部收益率为 5.03%，资本金财务内部收益率为 8.42%；截至报告书披露日，该项目租赁土地承租方由电投新能源变更为盐池新能源的补充协议尚在协商签署过程中；（3）中卫迎水桥项目投资总额约 135,376.08 万元，实施主体为中卫新能源，项目税后投资财务内部收益率为 5.09%，资本金财务内部收益率为 8.21%；（4）盐池新能源未取得电力业务许可证，盐池新能源和中卫新能源未取得用水权证；（5）新项目正式投产前，需由项目所属地方电网公司对电力系统接入方案进行评审，取得其同意接入的意见，且电场（站）升压站及设备验收合格具备带电条件后，电网公司才会同意并网；（6）由于募投项目总投资额较大，为解决募投项目资金问题，便于项目尽快实施，电投新能源与宁夏电投共同投资设立子公司，并向宁夏电投借款，上述共同投资及借款构成关联交易。

请上市公司补充说明：（1）结合已建项目、同行业可比公司项目、各项投资支出构成明细及测算依据等，说明本次募投项目投资规模的合理性；（2）盐池惠安堡项目租赁土地承租方变更程序的最新进展，实施募投项目需履行的主管部门审批、批准或备案等程序的办理情况，结合电力业务许可证、用水权证等经营资质的取得情况说明募投项目实施主体是否已取得开工建设的全部资质，并结合前述情况等说明募投项目实施是否存在重大不确定性，是否存在法律风险；

（3）募投项目及时取得电网公司的并网许可是否存在重大不确定性，并结合本次募投项目拟供电地区的电力供需情况、弃风弃光情况、下游电网消纳能力、募投项目新增发电量的规模等因素，说明本次募投项目新增发电量消化措施的有效性，是否可达到预期利用率水平；（4）结合风力及光伏发电行业相关政策、国家可再生能源补贴政策，募投项目所在地关于并网许可、电价调控、项目补贴等政策的变化情况，预测收益的具体测算过程、主要参数取值依据，说明募投项目

效益预测是否合理审慎，与收益法评估过程中的预测指标是否一致，募投项目实施后预计对上市公司经营业绩的影响；（5）募集资金拟投入项目的具体安排，如通过增资或借款的形式实施，盐池新能源少数股东是否同比例增资或提供贷款，增资价格或借款的主要条款或利率，是否存在损害上市公司利益的情形；（6）如本次募集配套资金未能及时、足额募集，对上市公司、标的资产生产经营与财务状况的影响，并结合上市公司经营业绩、财务状况及融资能力等，说明建设募投项目的具体资金安排及保障措施；（7）电投新能源与宁夏电投之间关联交易的必要性和公允性，本次交易是否会导致新增严重影响上市公司独立性的关联交易。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请会计师核查(1)(6)、律师核查(2)(5) 并发表明确意见。

回复：

一、上市公司补充说明

（一）结合已建项目、同行业可比公司项目、各项投资支出构成明细及测算依据等，说明本次募投项目投资规模的合理性

1、已建项目投资规模

考虑到标的公司部分光伏、风电项目建成时间较早，期间光伏、风电项目投资成本变动较大，如下主要列示标的公司 2019 年以来并网投运的风电、光伏项目投资规模。

（1）光伏项目

序号	项目名称	投运时间	装机容量 (MW)	静态投资 总额 (万元)	单位投资 金额 (元/W)
1	太阳山光伏电站三期	2021 年	100	40,038.00	4.00
2	宁东光伏复合项目	2023 年	200	81,574.25	4.08
3	中卫光伏项目	2023 年	100	48,433.84	4.84
平均值					4.31

注：以上数据来源为对应项目的可行性研究报告。

（2）风电项目

序号	项目名称	投运时间	装机容量 (MW)	静态投资 总额 (万元)	单位投资 金额 (元/W)
1	太阳山风电场五六期	2019 年	100	75,798.55	7.58

注：以上数据来源为对应项目的可行性研究报告。

标的公司 2019 年以来并网投运的光伏项目包括太阳山光伏电站三期、宁东光伏复合项目和中卫光伏项目，平均每 W 静态投资金额在 4.00 元/W~4.84 元/W 之间；2019 年以来建成的风电项目为太阳山风电场五六期，平均每 W 静态投资金额为 7.58 元/W。

2、同行业可比公司项目投资规模

截至 2024 年 6 月 30 日，可比公司在建的主要陆上风电、光伏项目及其投资金额情况如下：

公司名称	项目名称	建设地点	开工时间	装机容量 (MW)	预算投资总 额 (万元)	单位投资金 额 (元/W)
1、陆上风电项目						
嘉泽新能	景县南运河 200MW 风电场工程（二期 150MW）	河北省	2022 年	150	129,500.00	8.63
	鸡东县嘉嵘 200MW 风电项目	黑龙江省	2023 年	200	141,400.00	7.07
	鸡东县博晨新能源有限公司 200MW 风电项目	黑龙江省	2023 年	200	113,400.00	5.67
	鸡东县博祥新能源有限公司 200MW 风电项目	黑龙江省	2023 年	200	122,800.00	6.14
	密山市博晨新能源有限公司 200MW 风电项目	黑龙江省	2023 年	200	117,100.00	5.86
	密山市博阳新能源有限公司 200MW 风电项目	黑龙江省	2023 年	200	110,400.00	5.52
	密山市博骏新能源有限公司 200MW 风电项目	黑龙江省	2023 年	200	113,400.00	5.67
立新能源	三塘湖 20 万千瓦/80 万千瓦时储能规模+80 万千瓦风电项目	新疆维吾尔自治区	2022 年	800	311,682.86	3.90
	立新能源达坂城 50 万千瓦风电项目	新疆维吾尔自治区	2022 年	500	199,564.83	3.99
	新疆能源立新木垒 50 万千瓦风电项目	新疆维吾尔自治区	2024 年	500	225,605.29	4.51
浙江新能	托浪岗 49MW、二牧场	新疆维吾	2023 年	97	56,234.46	5.80

公司名称	项目名称	建设地点	开工时间	装机容量 (MW)	预算投资总额 (万元)	单位投资金额 (元/W)
	48MW 分散式风电项目	尔自治区				
	浙能博乐市 50MW 风电项目	新疆维吾尔自治区	2022 年	50	33,229.00	6.65
三峡能源	阜阳南部风光电基地（阜南）300MW 风电项目	安徽省	2023 年	300	219,901.01	7.33
	三峡新能源包头市可再生能源综合应用示范区 1 号 50 万千瓦风电项目	内蒙古自治区	2022 年	500	262,527.31	5.25
	三峡能源阜阳南部风光基地（颍上）250MW 风电项目	安徽省	2023 年	250	202,825.53	8.11
平均值						6.01
2、光伏项目						
立新能源	新疆兵团第九师 166 团 3.6 万千瓦农光互补光伏发电项目（一期项目）	新疆维吾尔自治区	2023 年	36	19,984.10	4.14
	新疆兵团第九师 166 团 3.4 万千瓦农光互补光伏发电项目（二期项目）	新疆维吾尔自治区	2024 年	34	9,000.00	
浙江新能	延陵镇 150MW 渔光互补光伏发电项目	江苏省	2023 年	150	82,043.95	5.47
	浙能城投乌尔禾 100MW 光伏发电项目	新疆维吾尔自治区	2022 年	97	50,080.33	5.16
	丹阳陵口镇 50MW 渔光互补光伏发电项目	江苏省	2022 年	50	23,004.37	4.60
	浙能嘉黎县仓康村 50MW 光储项目	西藏自治区	2023 年	50	28,225.64	5.65
	常山“农业+新能源”100MW 光伏项目	浙江省	2022 年	100	42,230.00	4.22
	浙能国综塔什库尔干 50 兆瓦光伏发电项目	新疆维吾尔自治区	2022 年	50	27,117.00	5.42
	浙能国综莎车县 100 兆瓦光伏发电项目	新疆维吾尔自治区	2022 年	100	54,466.00	5.45
金开新能	广西贵港港南区 150MW 农光互补项目	广西壮族自治区	2022 年	150	80,333.00	5.36
	监利市黄歇口镇马嘶湖渔场（西片）100MW 光伏项目	湖北省	2022 年	100	49,495.00	4.95
	天津西青大寺镇诚开 120MW 光伏项目	天津市	2022 年	120	51,620.83	4.30
	湖北石首团山寺 70MW 光伏项目	湖北省	2022 年	70	37,894.00	5.41

公司名称	项目名称	建设地点	开工时间	装机容量 (MW)	预算投资总额 (万元)	单位投资金额 (元/W)
三峡能源	蒙西基地库布其 200 万千瓦 光伏治沙项目	内蒙古自治区	2022 年	2,000	1,115,305.95	5.58
	内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯 中北部新能源基地项目先导 工程项目	内蒙古自治区	2023 年	1,000	499,878.00	5.00
	海西基地项目格尔木 110 万 千瓦光伏光热项目	青海省	2024 年	1,100	608,239.44	5.53
	青豫直流二期 3 标段 90 万千 瓦光伏项目	青海省	2023 年	900	432,900.00	6.03
	青豫直流二期 3 标段 10 万千 瓦光热项目	青海省	2023 年	100	169,600.00	
	哈密 100 万千瓦光热光伏一 体化综合能源示范项目	新疆维吾尔自治区	2024 年	1,000	409,087.00	4.09
	三峡能源阜阳南部风光基地 (颍上二期) 400MW 光伏项 目	安徽省	2023 年	400	155,845.15	3.90
	昔古牙农(林)光互补光伏 发电	云南省	2023 年	300	173,519.00	5.78
	白土农(林)光互补光伏发 电项目	云南省	2023 年	200	115,508.00	5.78
	三峡新能源“昔阳”300 兆 瓦“光伏+储能”项目	山西省	2022 年	300	173,743.00	5.79
	三峡能源新疆分公司吉木萨 尔县北庭光储项目	新疆维吾尔自治区	2024 年	1,000	466,003.00	4.66
	巫山两坪二期项目	重庆市	2024 年	200	66,635.11	3.33
	大雪山 200MWp 农(林)光 互补光伏发电项目	云南省	2023 年	200	89,008.00	4.45
	新圩林光互补	广西壮族自治区	2023 年	150	81,396.00	5.43
	新乐 200MW 农光互补发电 项目	河北省	2024 年	200	105,354.16	5.27
	一期崖州农光互补项目	海南省	2024 年	100	62,100.00	6.21
	莱州土山镇 240 兆瓦光伏发 电项目	山东省	2024 年	240	111,024.00	4.63
平均值						5.06
3、风光同场项目						
立新能源	奇台县 30 万千瓦风光同场项 目	新疆维吾尔自治区	2023 年	风电： 200	176,562.02	5.89

公司名称	项目名称	建设地点	开工时间	装机容量 (MW)	预算投资总额 (万元)	单位投资金额 (元/W)
				光伏： 100		
三峡能源	乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目	内蒙古自治区	2021 年	风电： 1,275 光伏： 225	715,142.50	4.77

截至 2024 年 6 月 30 日，可比公司在建的主要陆上风电项目单位投资金额在 3.90 元/W 至 8.63 元/W 之间，平均值约 6.01 元/W；可比公司在建的光伏项目单位投资金额在 3.33 元/W 至 6.21 元/W，平均值约 5.06 元/W。以上可比公司在建项目开工时间大部分在 2022 年及以后，与本次募投项目规划时间较为接近。同时，可比公司在建项目多位于新疆、内蒙古、青海等地，均属于国家重点建设的大型新能源基地，与本次募投项目所在地自然条件较为接近。此外，本次募投项目的主要设备如风电机组、光伏组件、逆变器等设备均参考业内头部设备供应商主流产品报价进行测算，符合行业整体水平。因此从项目建设时间、所在地区自然条件、设备选型等因素看，本次募投项目与可比公司在建项目具备一定可比性。

3、本次募投项目投资规模

序号	项目名称	装机容量 (MW)	静态投资总额 (万元)	单位投资金额 (元/W)
风电				
1	盐池惠安堡 750MW 风光同场项目	300	118,443.35	3.95
2	中卫迎水桥 350MW 风光同场项目	87	33,281.29	3.83
光伏				
1	盐池惠安堡 750MW 风光同场项目	450	148,567.53	3.30
2	中卫迎水桥 350MW 风光同场项目	263	99,891.93	3.80

本次募投项目中，盐池惠安堡 750MW 风光同场项目风电场部分单 W 静态投资金额为 3.95 元/W，中卫迎水桥 350MW 风光同场项目风电场部分单 W 静态投资金额为 3.83 元/W，低于标的公司已建成的太阳山风电场五六期项目，亦低于可比公司在建项目平均值。主要系标的公司已建成项目及可比公司项目规划及建设项目均早于本次募投项目，期间内风电投资成本有明显下降。此外，本次募投项目均为风光同场项目，风电场和光伏电站共用升压站和外送线路，对升压站

工程和外送线路投资成本进行了分摊，降低了总投资成本。

盐池惠安堡 750MW 风光同场项目光伏电站部分单 W 静态投资金额为 3.30 元/W,中卫迎水桥 350MW 风光同场项目光伏电站部分单 W 静态投资金额为 3.80 元/W,低于标的公司已建成的太阳山光伏电站三期、宁东光伏复合项目和中卫光伏项目,亦低于可比公司在建项目平均值。主要系标的公司已建成项目及可比公司项目规划及建设项目均早于本次募投项目,期间内光伏投资成本有明显下降。此外,可比公司项目中部分为配置储能或农光互补项目,整体投资成本会略高于光伏项目。

从近期宁夏地区风电、光伏项目投资成本来看,2024 年以来宁夏核准的风电项目单位投资总额在 4-5 元/W,宁夏开工或招标的大型光伏项目单位投资总额在 3-4 元/W。而本次募投项目中盐池惠安堡 750MW 风光同场项目盐池项目发改委核准单位投资总额 4.58 元/W,中卫迎水桥 350MW 风光同场项目发改委核准单位投资总额 4.24 元/W,与近期宁夏核准的风电项目及开工或招标的光伏项目单位投资成本较为接近。

从近期风电、光伏 EPC 总包中标价格来看,根据北极星风力发电网对于大唐、华电、内蒙古能源等重点基地项目的统计,2024 年初至 2024 年 8 月,风电 EPC 总包单位价格已经由此前的 3-4 元/W 左右,降低至约 1.35-3 元/W(不含风机设备),以及 2.2-4.1 元/W(含风机设备)价格区间;根据北极星太阳能光伏网统计的数据,2024 年集中式光伏电站中标均价为 3.304 元/W,相比 2023 年均价下降 4.7%。

因此,本次募投项目单位投资成本与近期宁夏地区风电、光伏项目投资成本以及风电、光伏 EPC 总包中标均价较为接近,处于合理区间范围内,具备较好的可实现性。因此,募投项目单位投资金额具备合理性。

4、本次募投项目各项投资支出构成明细及测算依据

(1) 盐池惠安堡750MW风光同场项目

① 投资构成明细

本项目投资总额约271,838.66万元,其中建设投资(工程静态投资)267,010.88

万元，建设期利息2,307.73万元，补充流动资金2,520.05万元。项目分为风电场部分和光伏电站部分，其中风电场部分建设投资104,331.35万元，光伏电站部分建设投资148,567.53万元。

风电场部分建设投资构成如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
I 风电场工程					
一	施工辅助工程	-	1,279.93	-	1,279.93
二	设备及安装工程	65,113.20	10,918.00	-	76,031.20
三	建筑工程	-	20,485.82	-	20,485.82
四	其他费用		-	5,501.41	5,501.41
五	基本预备费	-	-	1,032.98	1,032.98
	工程静态投资	65,113.20	32,683.75	6,534.39	104,331.34
六	建设期利息				1,248.23
七	工程总投资				105,579.58
II 330kV 升压站工程					
	静态投资				7,712.00
	建设期利息				92.04
	动态投资				7,804.04
II 330kV 外送线路工程					
	静态投资				6,400.00
	建设期利息				76.80
	动态投资				6,476.80
	静态投资合计				118,443.35
	建设期利息合计				1,417.07
	动态投资合计				119,860.42

光伏电站部分建设投资构成如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
I 光伏电站工程					
一	设备及安装工程	56,612.48	31,061.85	-	87,674.33
二	建筑工程	-	17,288.74	-	17,288.74
三	其他费用	-	-	21,175.08	21,175.08
四	基本预备费		-	-	1,261.38
	工程静态投资	56,612.48	48,350.59	21,175.08	127,399.53
	建设期利息				763.25
	工程总投资合计				128,162.78
II 330kV 升压站工程（分摊 60%）					
	静态投资				11,568.00
	建设期利息				69.22
	动态投资				11,637.22
III 330kV 外送线路工程					
	静态投资				9,600.00
	建设期利息				57.60
	动态投资				9,657.60
	静态投资合计				148,567.53
	建设期利息合计				890.07
	动态投资合计				149,457.60

本项目总投资的20%为项目资本金，由电投新能源控股子公司自筹，其余总投资的80%利用国内银行贷款。即总投资额中54,367.73万元由公司自筹，217,470.93万元通过银行贷款筹取。

② 各项支出的测算依据

风电场部分各项支出主要参考国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）、《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2019）等规范性文件进行测算，具体测算依据如下：

a) 施工辅助工程

施工辅助工程主要由施工供电工程、风电机组安装平台工程和其他施工辅助工程构成。施工供电工程主要为供电设施施工工程，按照行业整体费用水平估算投资金额为30.00万元。风电机组安装平台工程包括土方开挖和土方回填，按照预计开挖和回填的体积及单位成本估算投资金额分别为157.42万元和323.17万元。其他施工辅助工程主要包括大型吊装机械进出场和施工供水工程，按照行业整体费用水平估算投资金额分别为80.00万元和30.00万元。此外，根据水电水利规划设计总院印发的《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费费用标准的通知》（可再生定额〔2022〕39号），风电场项目需按照计费基数的2.5%确定安全文明施工措施费，其中计费基数主要由定额分部分项工程费、定额人工费与施工机具使用费等构成，根据该标准本项目安全文明施工措施费预计投入659.34万元。

上述投资均属风电场建设过程中必要的施工辅助工程投入。

b) 设备及安装工程

设备及安装工程主要由发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程和其他设备及安装工程构成。

发电场设备及安装工程包括：采购45台6,700KW风电机组，参考风电机组的技术参数及市场报价确定单台价格为1,005万元，合计金额45,225万元，以及需安装费用1,661.58万元；采购45套塔架，参考市场报价确定单套价格为316万元，合计金额15,705.00万元，以及需安装费用928.74万元；同时需采购45台机组变压器进行配套，参考市场报价确定单台价格为80万元，合计金额3,600.00万元，对应安装费242.40万元；参考工程量及人工费用估算其他设备类安装费用558.00万元。

集电线路设备及安装工程主要为风电场线路设备的采购和安装，参考采购的设备类型及安装工程量估算设备采购费用为19.70万元及安装费用158.64万元。其他设备及安装工程包括监控系统、运维车辆等，参考采购的设备类型及安装工程量需投入设备采购金额563.50万元，安装费用29.97万元。

上述设备投资及安装工程均为风电场生产过程中必须的设备投入，具有必要性。

c) 建筑工程

建筑工程投资包括发电场工程、集电线路工程、沉降观测点基础、交通工程及其他，主要参考工程类型、工程量、所需的人工及材料投入等确定。其中发电场工程投资14,808.61万元，集电线路工程投资135.76万元，沉降观测点基础投资112.50万元，交通工程投资5,098.95万元，其他工程投资330.00万元。

上述建筑工程主要为风电场相关房屋建筑物、道路、线路等，为风电场必须的基本建筑工程，具有必要性。

d) 其他费用

其他费用包括项目建设用地费用1,109.24万元，主要参考拟租赁的土地面积和租赁价格确定；此外包括工程前期费用650.00万元、项目建设管理费用1,841.34万元、生产准备费593.59万元、科研勘察设计费725.58万元，主要参考项目规模及市场整体费率确定。上述费用均为项目的建设其他必要支出。

e) 基本预备费

根据新能源陆上风电项目要求，按照以上投资总额的1%计提。

光伏电站部分各项支出主要参考国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 32027-2016）、《光伏发电工程勘察设计的计算标准》（NB/T32030-2016）、水电水利规划设计总院发布的《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）等规范性文件进行测算，具体测算依据如下：

a) 设备及安装工程

设备及安装工程主要由发电设备及安装工程、控制保护设备及安装工程和其他设备及安装工程构成。

发电设备及安装工程包括：采购658,996.00块N型单晶光伏组件（610Wp），参考N型光伏组件市场报价确定单块组件价格为475.80元，合计采购金额31,355.03万元，安装费用1,915.58万元；采购215,670.00块BC单晶光伏组件（640Wp），参考BC型光伏组件市场报价确定单块组件价格为544.00元，合计采购金额11,732.45万元，安装费用783.64万元；光伏组件支架材料及安装费

14,063.78万元；采购1,500台逆变器，参考逆变器市场报价39,000.00元/台，合计采购金额5,850.00万元，对应安装费用85.12万元；采购130台35kV华式箱变，参考箱变市场报价450,000.00元/台，采购金额5850.00万元，安装费用189.77万元；参考市场价格，还需投入电缆及管线设备及安装投资12,150.26万元等。

控制保护设备及安装工程主要包括监控系统、光缆及通信材料等，参考设备市场价格及人工费用，测算预计需投资1,450.72万元。

其他设备及安装工程主要包括劳动安全与工业卫生设备、生产车辆及光伏电站运行管理信息系统等，参考设备市场价格及人工费用，测算预计需投资314.29万元。

上述设备投资及安装工程均为光伏电站生产过程中必须的设备投入，具有必要性。

b) 建筑工程

建筑工程投资主要参考工程类型、工程量、人工及材料投入等进行测算，包括发电场工程、围栏工程180km、交通工程及其他建筑工程。发电场工程主要包括场地平整、设备基础工程、电缆接头井、场基处理及接地工程等，合计投资17,288.74万元。围栏工程包括在光伏电站厂区周围布置高1.8m，全长180km的围栏，合计投资2,224.02万元。交通工程主要系修建站内150km道路，合计投资4,050.61万元。其他建筑工程包括供水工程、供电工程、防风固沙工程等，合计投资3,558.43万元。

上述建筑工程主要为光伏电站相关的场地建设、道路、围栏等，为光伏电站建设必须的基本建筑工程，具有必要性。

c) 其他费用

其他费用包括项目建设用地费用16,277.62万元，主要参考拟租赁的土地面积和租赁价格确定；项目建设管理费用2,282.78万元，生产准备费192.48万元，科研勘察设计费881.69万元，主要参考项目规模及市场整体费率确定，均为项目的建设的其他必要支出。

(2) 中卫迎水桥350MW风光同场项目

① 投资构成明细

本项目投资总额约135,376.08万元，其中建设投资(工程静态投资)133,173.22万元，建设期利息996.86万元，补充流动资金1,206.00万元。项目分为风电场部分和光伏电站部分，其中风电场部分建设投资30,281.29万元，光伏电站部分建设投资99,891.93万元。

风电场部分建设投资构成如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
I 风电场工程					
一	施工辅助工程	-	439.21	-	439.21
二	设备及安装工程	19,111.85	3,381.51	-	22,493.36
三	建筑工程	-	4,545.82	-	4,545.82
四	其他费用	-	-	2,503.08	2,503.08
五	基本预备费	-	-	-	299.81
	工程静态投资	19,111.85	8,366.54	2,503.08	30,281.29
六	建设期利息				362.29
七	工程总投资				30,643.58
II 330kV 升压站工程					
	静态投资				2,000.00
	建设期利息				24.00
	动态投资				2,024.00
II 330kV 外送线路工程					
	静态投资				1,000.00
	建设期利息				11.89
	动态投资				1,011.89
	静态投资合计				33,281.29
	建设期利息合计				398.18
	动态投资合计				33,679.47

光伏电站部分建设投资构成如下：

单位：万元

序号	工程或费用名称	设备购置费	建安工程费	其他费用	合计
I 光伏电站工程					
一	设备及安装工程	32,916.89	18,354.61	-	51,271.50
二	建筑工程	-	9,692.97	-	9,692.97
三	其他费用	-	-	26,057.24	26,057.24
四	基本预备费		-	-	870.22
	工程静态投资	56,612.48	48,350.59	21,175.08	87,891.93
	建设期利息				526.56
	工程总投资合计				88,418.49
II 330kV 升压站工程（分摊 60%）					
	静态投资				8,000.00
	建设期利息				96.00
	动态投资				8,096.00
III 330kV 外送线路工程					
	静态投资				4,000.00
	建设期利息				48.00
	动态投资				4,048.00
	静态投资合计				99,891.93
	建设期利息合计				670.56
	动态投资合计				100,562.49

本项目总投资的20%为项目资本金，由电投新能源自筹，其余总投资的80%利用国内银行贷款。即总投资额中27,075.22万元由公司自筹，108,300.86万元通过银行贷款筹取。

② 各项支出的测算依据

风电场部分各项支出主要参考国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）、《陆上风电场工程概算定额》

（NB/T31010-2019）等规范性文件进行测算，具体测算依据如下：

a) 施工辅助工程

工辅助工程主要由风电机组安装平台工程和其他施工辅助工程构成。风电机组安装平台工程包括土方开挖和土方回填，按照预计开挖和回填的体积及单位成本估算投资金额分别为75.79万元和93.36万元。其他施工辅助工程主要包括大型吊装机械进出场和施工供水工程，按照行业整体费用水平估算投资金额分别为80.00万元和20.00万元。此外，根据水电水利规划设计总院印发的《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费费用标准的通知》（可再生定额〔2022〕39号），风电场项目需按照计费基数的2.5%确定安全文明施工措施费，其中计费基数主要由定额分部分项工程费、定额人工费与施工机具使用费等构成，根据该标准本项目安全文明施工措施费预计投入170.06万元。

上述投资均属风电场建设过程中必要的施工辅助工程投入。

b) 设备及安装工程

设备及安装工程主要由发电场设备及安装工程、集电线路设备及安装工程和其他设备及安装工程构成。

发电场设备及安装工程包括：采购13台6,700KW风电机组，参考风电机组的技术参数及市场报价确定单台价格为1,005万元，合计金额13,065.00万元，以及需安装费用480.01万元；采购13套塔架，参考市场报价确定单套价格为316万元，合计金额4537.00万元，以及需安装费用268.30万元；同时需采购13台机组变压器进行配套，参考市场报价确定单台价格为80万元，合计金额1,040.00万元，对应安装费70.03万元；参考工程量及人工费用估算其他设备类安装费用1,048.47万元。

集电线路设备及安装工程主要为风电场线路设备的采购和安装，参考采购的设备类型及安装工程量估算设备采购费用为5.70万元，安装费用402.32万元，材料费用1,098.61万元。其他设备及安装工程包括监控系统、运维车辆等，参考设备市场价格及安装工程量预计合计投入金额477.92万元。

上述设备投资及安装工程均为风电场生产过程中必须的设备投入，具有必要

性。

c) 建筑工程

建筑工程投资包括发电场工程、集电线路工程、风机沉降观测、交通工程及其他，主要参考工程类型、工程量、所需的人工及材料投入等确定。其中发电场工程投资2,621.78万元，集电线路工程投资37.54万元，沉降观测点基础投资32.50万元，交通工程投资1744.01万元，其他工程投资110.00万元。

上述建筑工程主要为风电场相关房屋建筑物、道路、线路等，为风电场必须的基本建筑工程，具有必要性。

d) 其他费用

其他费用包括项目建设用地费用675.72万元，主要参考拟租赁的土地面积和租赁价格确定；此外包括工程前期费用200.00万元，项目建设管理费用921.62万元，生产准备费241.67万元，科研勘察设计费326.30万元，主要参考项目规模及市场整体费率确定，均为项目的建设其他必要支出。

e) 基本预备费

根据新能源陆上风电项目要求，按照以上投资总额的1%计提。

光伏电站部分各项支出主要参考国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 32027-2016）、《光伏发电工程勘察设计的计算标准》（NB/T32030-2016）、水电水利规划设计总院发布的《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）等规范性文件进行测算，具体测算依据如下：

a) 设备及安装工程

设备及安装工程主要由发电设备及安装工程、控制保护设备及安装工程和其他设备及安装工程构成。

发电设备及安装工程包括：采购418,912.00块双面双玻单晶硅高效光伏组件（610Wp），参考N型光伏组件市场报价确定单块组件价格为475.00元，合计采购金额19,898.32万元，安装费用1,217.70万元；采购94,380.00块双面双玻单晶硅高效光伏组件（640Wp），参考BC型光伏组件市场报价确定单块组件价格为544.00

元，合计采购金额5,134.27万元，安装费用342.93万元；光伏组件支架材料及安装费6,742.43万元；采购877台逆变器，参考逆变器市场报价39,000.00元/台，采购金额3,420.30万元，对应安装费用49.77万元；采购80台35kV华式箱变，参考箱变市场报价450,000.00元/台，采购金额3,600.00万元，安装费用116.78万元；参考市场价格，电缆及管线设备及安装投资5675.78万元等。

控制保护设备及安装工程主要包括监控系统、光缆及通信材料等，参考设备市场价格及人工费用，合计投资758.67万元。

其他设备及安装工程主要包括劳动安全与工业卫生设备、生产车辆及光伏电站运行管理信息系统等，参考设备市场价格及人工费用，合计投资232.57万元。

上述设备投资及安装工程均为光伏电站生产过程中必须的设备投入，具有必要性。

b) 建筑工程

建筑工程投资主要参考工程类型、工程量、人工及材料投入等进行测算，包括发电场工程、围栏工程20km、交通工程及其他建筑工程。发电场工程主要包括场地平整、设备基础工程、电缆接头井、场基处理及接地工程等，合计投资6,008.35万元。围栏工程包括在光伏电站厂区周围布置高1.8m，全长20km的围栏，合计投资239.78万元。交通工程主要系修建站内道路，合计投资1,709.76万元。其他建筑工程包括供水工程、供电工程、防风固沙工程等，合计投资1,735.07万元。

上述建筑工程主要为光伏电站相关的场地建设、道路、围栏等，为光伏电站建设必须的基本建筑工程，具有必要性。

c) 其他费用

其他费用包括项目建设用地费用23,211.62万元，主要参考拟租赁的土地面积和租赁价格确定；项目建设管理费用1,458.18万元，生产准备费59.25万元，科研勘察设计费512.10万元，其他税费等816.08万元，主要参考项目规模及市场整体费率确定，均为项目的建设其他必要支出。

综上，本次募投项目投资规模与公司已建项目和同行业可比公司差异主要系建设时点和项目类型不同导致，差异具备合理性，本次募投项目投资构成明细的

测算依据及投资规模具备合理性。

（二）盐池惠安堡项目租赁土地承租方变更程序的最新进展，实施募投项目需履行的主管部门审批、批准或备案等程序的办理情况，结合电力业务许可证、用水权证等经营资质的取得情况说明募投项目实施主体是否已取得开工建设的全部资质，并结合前述情况等说明募投项目实施是否存在重大不确定性，是否存在法律风险

1、盐池惠安堡项目租赁土地承租方变更程序的最新进展

2024 年 11 月 20 日，盐池县惠安堡镇杏树梁村委会、盐池县惠安堡镇麦草掌村委会（甲方）与电投新能源、盐池新能源、盐池县惠安堡镇人民政府、盐池县自然资源局签订《宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场（300MW 风电+450MW 光伏）项目土地租赁补充协议》，约定：《宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场（300MW 风电+450MW 光伏）项目土地租赁协议》（下称“原协议”）中电投新能源变更为盐池新能源，由盐池新能源继续履行原协议中电投新能源的各项义务，盐池新能源享有电投新能源的各项权利。原协议中其他内容不变。

综上，盐池惠安堡项目租赁土地承租方已由电投新能源变更为盐池新能源。

2、实施募投项目需履行的主管部门审批、批准或备案等程序的办理情况

截至本问询回复出具日，募投项目已取得的建设手续如下：

（1）盐池惠安堡 750MW 风光同场项目

1）立项核准及环评批复

开发主体	类别	文件/证书名称	主管部门	文件/证书编号
盐池新能源	立 项 核 准 批 复	关于宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场(300MW 风电+450MW 光伏)项目核准的批复	宁夏回族自治区发展改革委	宁发改能源(发展)审发(2024)145 号
		自治区发展改革委关于变更宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场（300MW 风电+450MW 光伏）项目建设单位的函		宁发改能源(发展)函(2024)412 号
	环 评 批 复	关于宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场（300MW 风电+450MW	吴忠市生态环境局	吴环审(2024)117 号

开发主体	类别	文件/证书名称	主管部门	文件/证书编号
		光伏)项目环境影响报告表的审批意见		

2) 项目土地手续

截至本问询回复出具日,盐池惠安堡 750MW 风光同场项目已取得的项目用地手续及租赁手续如下:

序号	用地类型	用地面积	土地性质	土地用途	自有用地已取得的用地手续/ 租赁用地已签署的租赁合同
1	自有	2.7139 公顷	国有土地	建设用地	已取得盐池县自然资源局出具的《关于盐池县惠安堡 300MW 一期风电项目建设用地预审意见》(宁自然资预审字(2024)43 号)、《建设项目用地预审与选址意见书(盐池县惠安堡 300MW 一期风电项目)》(用字第 640323202400037 号)
2	租用	8,337 亩	集体土地	建设发电设施	已签署《宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场(300MW 风电+450MW 光伏)项目土地租赁协议》《宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场(300MW 风电+450MW 光伏)项目土地租赁补充协议》。土地租赁期限为 20 年,自 2024 年 9 月 29 日至 2044 年 9 月 29 日。同时,协议约定:按照《民法典》规定,合同约束期限最长不超过 20 年,鉴于光伏项目全寿命周期为 25 年,为支持项目发展,双方协商一致本次由承租人按照 25 年期租赁一次性支付全部费用,20 年租赁期满后签订后 5 年续约租赁协议,不再支付租赁费。同时,双方协商确定,前述 20 年的租赁期限届满后,补签租赁协议,延长租赁期限 5 年,租赁期延长至 2049 年 9 月 29 日。
3	租用	5,681 亩	集体土地	建设发电设施	已签署《宁夏电投盐池惠安堡 750MW 风光同场(300MW 风电+450MW 光伏)项目土地租赁协议》。土地租赁期限为 20 年,自 2024 年 11 月 20 日至 2044 年 11 月 20 日。协议约定:按照《民法典》规定,合同约束期限最长不超过 20 年,鉴于光伏项目全寿命周期为 25 年,为支持项目发展,双方协商一致本次由承租人按照 25 年期租赁一次性支付全

序号	用地类型	用地面积	土地性质	土地用途	自有用地已取得的用地手续/ 租赁用地已签署的租赁合同
					部费用,20 年租赁期满后签订后 5 年续约租赁协议,不再支付租赁费。同时,双方协商确定,前述 20 年的租赁期限届满后,补签租赁协议,延长租赁期限 5 年,租赁期延长至 2049 年 11 月 20 日。

注：上述租赁土地的出租方均为盐池县惠安堡镇杏树梁村村民委员会、盐池县惠安堡镇麦草掌村村民委员会。

上述募投项目自有用地的不动产权证正在正常办理中;根据电投新能源出具的《情况说明》,盐池惠安堡 750MW 风光同场项目自有用地土地证预计将于 2025 年 6 月 30 日前取得。此外,盐池新能源已取得盐池县自然资源局出具的《关于盐池惠安堡 300MW 一期风电项目用地情况说明的函》,主要内容为:“1.该项目位于惠安堡镇杏树梁、麦草掌村,项目符合盐池县国土空间总体规划,不涉及占用永久基本农田、耕地、生态保护红线。2.该项目已取得宁夏回族自治区自然资源厅《关于盐池县惠安堡 300MW 一期风电项目建设用地预审意见》(宁自然资源预审字[2024]43 号),目前正在办理土地征收,该公司在依法依规办理建设用地手续的前提下,其项目办理国有建设用地使用权确权登记不存在实质性法律障碍。3.截至此函出具之日,该项目无自然资源领域违法行为。”因此,根据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》6-4 的规定,该募投项目自有地产权证正在依法依规办理中,符合国土空间整体规划,且已取得了自然资源局出具的土地办证无障碍证明,募投项目用地不存在无法落实的风险。

就上述募投项目租赁用地涉及的第 2、第 3 项集体土地,电投新能源已取得出租方盐池县惠安堡镇杏树梁村村民委员会、盐池县惠安堡镇麦草掌村村民委员会出具的《确认函》,主要内容为: 1. 该等村委会在签署上述租赁合同前已履行了村民委员会对外出租集体土地必要的审议决策程序,租赁合同已依法经上级主管部门盐池县惠安堡镇人民政府、盐池县自然资源局备案,不存在违反相关法律法规规定擅自出租集体用地的情形,租赁合同合法有效;该等村委会与电投新能源就该租赁合同的履行不存在任何正在进行的或潜在的争议情形。2.自《租赁协议》签署日至本函出具日期间,电投新能源不存在超越《租赁协议》约定的土地用途、范围使用相关土地的行为,也不存在违反相关土地管理与城乡规划政策及

占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。因此，根据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》6-4 的规定，该募投项目租赁的集体土地已履行集体经济组织内部决策程序、流转所履行的土地主管部门批准程序，符合集体建设用地的用途。

基于上述，盐池惠安堡 750MW 风光同场项目自有用地已取得自然资源局开具的办证无障碍证明；租赁用地已取得出租方关于集体建设用地流转所履行的集体经济组织内部决策程序、流转所履行的土地主管部门批准程序等的确认文件。盐池惠安堡 750MW 风光同场项目不存在募投项目用地无法落实的风险，符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》关于募投项目用地的相关规定。

(2) 中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目

1) 立项核准及环评批复

开发主体	类别	文件/证书名称	主管部门	文件/证书编号
中卫新能源	立 项 核 准 批 复	自治区发展改革委关于宁夏电投中卫迎水桥 350MW 风光同场（87MW 风电+263MW 光伏）一期项目核准的批复	宁夏回族自治区发展改革委	宁发改能源（发展）审发（2024）152 号
	环 评 批 复	关于同意宁国运中卫新能源有限公司《宁夏电投中卫迎水桥 350MW 风光同场（87MW 风电+263MW 光伏）一期项目环境影响报告表》的函	中卫市生态环境局沙坡头区分局	卫环沙坡头区分局函（2024）30 号

2) 项目土地手续

截至本问询回复出具日，中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目已取得的项目用地手续及租赁手续如下：

序号	用地类型	用地面积	土地性质	土地用途	自有用地已取得的用地手续/ 租赁用地已签署的租赁合同
1	自有	0.4862 公顷	国有土地	建设用地	已取得《关于宁夏电投中卫迎水桥 8.7 万千瓦风电一期项目建设用地预审意见》（宁自然资预审字（2024）48 号）、《建设项目用地预审与选址意见书（宁夏电投中卫迎水桥 8.7 万千瓦风电一期项目）》（用字第 6405002024XS0047S00 号）
2	租用	8,482 亩	国有土	电池组	已与中卫市自然资源局、中卫市沙坡头

序号	用地类型	用地面积	土地性质	土地用途	自有用地已取得的用地手续/ 租赁用地已签署的租赁合同
			地	件、阵列、风机等	区自然资源局签署《土地有偿使用协议》。土地租赁期限：20年，2024年9月27日至2044年9月26日。出租人中卫市自然资源局、中卫市沙坡头区自然资源局已出具《确认函》，同意于20年租赁期限届满前与中卫新能源签署补充协议，对项目剩余5年生命周期内的土地租赁事项予以明确。
3	租用	8,383.36亩	国有用地（草原）	建设发电设施	已与中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府签署《草原占用补偿协议》。土地租赁期限：30年，2024年9月至2054年9月。

上述募投项目自有用地的不动产权证正在正常办理中；根据电投新能源出具的《情况说明》，中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目自有用地土地证预计将于 2025 年 6 月 30 日前取得。此外，中卫新能源已取得中卫市自然资源局出具的《关于中卫迎水桥 8.7 万千瓦风电项目用地情况的说明》，主要内容如下：“1.该项目位于沙坡头区迎水桥镇营盘水村，项目符合国土空间规划，不存在占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。2.该项目已取得宁夏回族自治区自然资源厅《关于宁夏电投中卫迎水桥 8.7 万千瓦风电一期项目建设用地预审意见》（宁自然资预审字〔2024〕48 号），我局正在依法依规办理项目用地手续。在项目满足法定登记条件并依法履行相关法定程序的情形下，其依法取得的项目用地办理国有建设用地使用权确权登记不存在实质性法律障碍。”因此，根据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》6-4 的规定，该募投项目自有用地正在依法依规办理中，符合国土空间整体规划，且已取得了自然资源局出具的土地办证无障碍证明，募投项目用地不存在无法落实的风险。

就上述募投项目租赁用地涉及的第 2 项土地，《土地有偿使用协议》约定的租赁期限为 20 年，低于项目 25 年生命周期。对此，电投新能源已于 2025 年 2 月取得中卫市自然资源局、中卫市沙坡头区自然资源局出具的《确认函》，主要内容为：“为支持新能源项目发展，土地有偿使用期限届满，土地使用者需要继续使用土地的，应当在届满前 1 年内申请续期，土地批准机关根据国土空间规划、产业规划等具体情况，报经有审批权限人民政府/市人民政府会议研究同意

后，依法依规签订土地有偿使用续期协议。”

就上述募投项目租赁用地涉及的第 3 项土地，《草原占用补偿协议》约定的租赁时间为 30 年，超过《中华人民共和国民法典》中关于租赁期限不得超过 20 年的规定，电投新能源于 2024 年 11 月取得出租方中卫市沙坡头区迎水桥镇人民政府出具的《确认函》，主要内容为：“1.自原协议签署日至本函出具日期间，中卫新能源不存在超越原协议约定的草原范围占用相关草原的行为，也不存在违反相关草原管理、土地管理与城乡规划政策及占用基本农田、耕地、生态保护红线等相关情形。2.本单位同意自上述草原占用期至 20 年期限届满前 3 个月内与中卫新能源签署续订补充协议/续租协议，对项目原协议约定的剩余 10 年年限的草原占用予以明确，以满足相关法律法规的规定，届时续订补充协议/续租协议应与原协议约定的条件保持一致。”

基于上述，中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目不存在募投项目用地无法落实的风险，符合《监管规则适用指引——发行类第 6 号》关于募投项目用地的相关规定。

3、结合电力业务许可证、用水权证等经营资质的取得情况说明募投项目实施主体是否已取得开工建设的全部资质，并结合前述情况等说明募投项目实施是否存在重大不确定性，是否存在法律风险

截至本回复出具日，募投项目均未取得电力业务许可证、用水权证等经营资质，相关建设用地规划许可证、建设工程规划许可证及建筑工程施工许可证等正在按照正常办证流程办理中。

(1) 电力业务许可证及取水许可证（或用水权证）等经营资质的办理流程及要求

①电力业务许可证相关规定		
序号	办理流程	相关要求
1	申请	《电力业务许可证管理规定》(经《国家发展改革委关于修改部分规章的决定》于 2024 年 1 月 4 日修订后，于 2024 年 3 月 1 日生效，下同) 第十一条：“申请电力业务许可证的，应当具备下列基本条件：（一）具有法人资格；（二）具有与申请从事的电力业务相适应的财务能力；（三）生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人具有 3 年以上

序号	办理流程	相关要求
		与申请从事的电力业务相适应的工作经历，具有中级以上专业技术任职资格或者岗位培训合格证书；（四）法律、法规规定的其他条件。” 第十二条：“申请发电类电力业务许可证的，除具备本规定第十一条所列基本条件外，还应当具备下列条件：（一）发电项目建设经有关主管部门审批或者核准（备案）；（二）发电设施具备发电运行的能力；（三）发电项目符合环境保护的有关规定和要求。” 第十七条：“申请电力业务许可证的，应当提供下列材料：（一）法定代表人签署的许可证申请表；（二）法人营业执照副本及其复印件；（三）企业最近2年的年度财务报告；成立不足2年的，出具企业成立以来的年度财务报告；（四）企业生产运行负责人、技术负责人、安全负责人、财务负责人的简历、专业技术任职资格证书等有关证明材料。” 第十八条：“申请发电类电力业务许可证的，除提供本规定第十七条所列材料外，还应当提供下列材料：（一）发电项目建设经有关主管部门审批或者核准的证明材料；（二）发电项目通过竣工验收的证明材料；尚未组织竣工验收的，提供发电机组通过启动验收的证明材料或者有关主管部门认可的质量监督机构同意整套启动的质量监督检查报告；（三）发电项目符合环境保护有关规定和要求的证明材料。” 《电力业务许可证监督管理办法》 第七条：“国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业及时取得许可证情况实施监督管理。除豁免情形外，发电企业应在项目完成启动试运行工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证，分批投产的发电项目可分批申请。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的，有关机组不得继续发电上网。”
2	受理	《电力业务许可证管理规定》第二十一条：“国家能源局派出机构对申请人提出的许可申请，应当按照下列情况分别作出处理：（一）申请事项不属于国家能源局派出机构职权范围，应当即时作出不予受理的决定，向申请人发出《不予受理通知书》，并告知申请人向有关行政机关申请；（二）申请材料存在可以当场更正的错误的，应当允许申请人当场更正；（三）申请材料不齐全或者不符合法定形式的，应当当场或者在5日内一次告知申请人需要补正的全部内容，逾期不告知的，自收到申请材料之日起即为受理；（四）申请材料齐全、符合法定形式的，向申请人发出《受理通知书》。
3	审查与决定	《电力业务许可证管理规定》第二十二条：“国家能源局派出机构应当对申请人提交的申请材料进行审查。国家能源局派出机构按照需要，可以对申请材料的实质内容进行核实。”第二十四条：“国家能源局派出机构应当自受理申请之日起20日内作出许可决定。20日内不能作出决定的，经本机关负责人批准，可以延长10日，并将延长期限的理由告知申请人。作出准予许可决定的，自作出决定之日起10日内向申请人颁发、送达许可证。作出不予许可决定的，自作出决定之日起10日内以书面形式通知申请人，说明不予许可的理由，并告知申请人享有依法申请行政复议或者提起行政诉讼的权利。”

②取水许可证（或用水权证）相关规定

序号	办理流程	相关要求
1	申请	《取水许可和水资源费征收管理条例（2017 修订）》 第十条：“申请取水的单位或者个人（以下简称申请人），应当向具有审批权限的审批机关提出申请。申请利用多种水源，且各种水源的取水许可审批机关不同的，应当向其中最高一级审批机关提出申请。……” 第十一条：“申请取水应当提交下列材料：（一）申请书；（二）与第三者利害关系的相关说明；（三）属于备案项目的，提供有关备案材料；（四）国务院水行政主管部门规定的其他材料。建设项目需要取水的，申请人还应当提交建设项目水资源论证报告书。论证报告书应当包括取水水源、用水合理性以及对生态与环境的影响等内容。”
2	受理	《取水许可和水资源费征收管理条例（2017 修订）》 第十三条：“县级以上地方人民政府水行政主管部门或者流域管理机构，应当自收到取水申请之日起 5 个工作日内对申请材料进行审查，并根据下列不同情形分别作出处理：（一）申请材料齐全、符合法定形式、属于本机关受理范围的，予以受理；（二）提交的材料不完备或者申请书内容填注不明的，通知申请人补正；（三）不属于本机关受理范围的，告知申请人向有受理权限的机关提出申请。”
3	审查与决定	《取水许可和水资源费征收管理条例（2017 修订）》 第十七条：“审批机关受理取水申请后，应当对取水申请材料进行全面审查，并综合考虑取水可能对水资源的节约保护和经济社会发展带来的影响，决定是否批准取水申请。” 第十九条：“审批机关应当自受理取水申请之日起 45 个工作日内决定批准或者不批准。决定批准的，应当同时签发取水申请批准文件。 对取用城市规划区地下水的取水申请，审批机关应当征求城市建设主管部门的意见，城市建设主管部门应当自收到征求意见材料之日起 5 个工作日内提出意见并转送取水审批机关。本条第一款规定的审批期限，不包括举行听证和征求有关部门意见所需的时间。”
4	核发许可与公告	《取水许可和水资源费征收管理条例（2017 修订）》 第二十一条：“取水申请经审批机关批准，申请人方可兴建取水工程或者设施。” 第二十二条：“取水申请批准后 3 年内，取水工程或者设施未开工建设，或者需由国家审批、核准的建设项目未取得国家审批、核准的，取水申请批准文件自行失效。……” 第二十三条：“取水工程或者设施竣工后，申请人应当按照国务院水行政主管部门的规定，向取水审批机关报送取水工程或者设施试运行情况等相关材料；经验收合格的，由审批机关核发取水许可证。直接利用已有的取水工程或者设施取水的，经审批机关审查合格，发给取水许可证。审批机关应当将发放取水许可证的情况及时通知取水口所在地县级以上人民政府水行政主管部门，并定期对取水许可证的发放情况予以公告。”
5	宁夏回族自治区关于	《宁夏回族自治区用水权收储交易管理办法》（宁水规发〔2022〕6 号） 第二条：“在宁夏回族自治区行政区域内开展用水权确权、收储、交易及监督管理，适用本办法。”

序号	办理流程	相关要求
	取水许可证及用水权证的特别规定	第三条：“水资源属于国家所有。本办法所称用水权，是指水资源的使用权。用水权确权，是指县级以上人民政府依法确认区域或用水户对水资源使用和收益权力的行为。……” 第十三条：“用水权确权形式包括取水许可证办理和用水权证登记。直接从江河、湖泊、地下取用水资源的，依法办理取水许可证。在公共供水系统取用水的由用水户所在行政区水行政主管部门核定其合理用水量，并发放用水权证。法律法规另有规定的，按照其规定执行。”

因此，对于宁夏地区的取水许可，按照取水的位置的不同，分为取水许可证和用水权证两种登记形式。其中直接从江河、湖泊、地下取水的，需办理取水许可证，而通过公共供水系统用水的，需办理用水权证。

（2）募投项目尚未取得电力业务许可证及用水权证的原因

对于募投项目电力业务许可证，由于募投项目尚处于拟建阶段，除已取得现阶段必须的立项、环评批复及用地预审外，正在办理项目开工所需的建设用地规划许可证、建设工程规划许可证及建筑工程施工许可证等，项目尚未开工建设。根据上述关于电力业务许可证办理流程及要求的相关法律规定，由于项目尚未开工建设，发电机组尚未取得通过启动验收的证明材料或者有关主管部门认可的质量监督机构同意整套启动的质量监督检查报告等资料，尚未达到电力业务许可证的申请条件；此外，由上述法律规定可知，并网许可和电力业务许可证并非项目开工建设的前提条件，而是项目建设达到一定条件及试运行后方可提交申请。募投项目实施主体后续将根据项目的建设情况及运行情况按照相关法律法规的要求提交电力业务许可申请。

对于募投项目取水许可证（或用水权证），由于募投项目为风电及光伏项目，相关的风电机组及光伏组件等发电设施并非取水设施，办理取水许可并非募投项目电力设施开工的前提条件。由于项目目前仍处于前期拟建阶段，标的公司后续将根据项目的实际需要，如涉及取水设施建设的，将根据取水设施涉及的取水的位置，在建设取水设施开工前提前向主管部门申请用水许可，并且将在取水设施竣工验收合格后由主管部门核发取水许可证或（用水权证）。

（3）结合前述情况说明募投项目的事实是否存在重大不确定性，是否存在法律风险

如本题“(二)、2”所述，募投项目已取得立项、环评等现阶段必要的审批程序；募投项目自有用地正在履行相应的审批程序，用地报批流程正常；相关主管部门已出具说明文件，确认相关用地符合土地利用总体规划、符合国家产业政策、土地政策及城乡规划，相关项目公司依法履行相关程序并支付相关费用后，其取得募投项目永久性设施用地的国有土地使用权证不存在实质性法律障碍；募投项目涉及的租赁用地已履行集体土地流转的相关程序；因此募投项目不存在用地无法落实的风险，符合《监管规则适用指引——发行类第6号》关于募投用地的相关规定。由于募投项目尚处于拟建阶段，相关建设用地规划许可证、建设工程规划许可证及建筑工程施工许可证等正在按照正常办证流程办理中；根据相关法律法规的规定，电力业务许可证并非募投项目开工的前提条件，而是项目建设达到一定条件及试运行后方可提交申请；由于募投项目发电设施并非取水设施，用水权证并非募投项目电力设施开工的前提条件，募投项目实施主体后续将根据项目的实际需要，如涉及取水设施建设的，将根据取水设施涉及的取水位置，在建设取水设施开工前提前向主管部门申请办理取水许可证（或用水权证）。因此，预计募投项目的实施不存在重大不确定性。

(三)募投项目及时取得电网公司的并网许可是否存在重大不确定性，并结合本次募投项目拟供电地区的电力供需情况、弃风弃光情况、下游电网消纳能力、募投项目新增发电量的规模等因素，说明本次募投项目新增发电量消化措施的有效性，是否可达到预期利用率水平

1、募投项目及时取得电网公司的并网许可是否存在重大不确定性

(1) 募投项目及时完成建设预计不存在重大不确定性

标的公司已投运项目均按照原定计划完成建设，不存在未及时完成建设导致相关项目投产延后的情况。

如本题“(二)”所述，募投项目已取得立项、环评等现阶段必要的审批程序；募投项目自有用地正在履行相应的审批程序，已取得自然资源局开具的办证无障碍证明，不存在用地无法落实的风险；募投项目实施主体开工建设的相关资质正在按照正常办证流程办理中，募投项目及时完成建设预计不存在重大不确定性。

（2）募投项目预计能够满足电网并网验收的相关要求

根据国网宁夏关于新能源发电项目建设及并网的相关要求，新能源发电项目在主体工程和配套电力送出工程完工后，项目单位需组织项目竣工验收并向电网企业提交并网运行申请书，电网企业应按国家有关技术标准规范和管理规定，在规定时间内配合开展新能源项目涉网设备和电力送出工程的并网验收、并网调试。同时，并网前项目单位需负责投资建设项目场址内的配套电力送出工程，并向电网企业提交接入系统设计报告评审申请并获得审批，与场址外电网企业进行配套电力送出工程衔接。

在前期的方案论证和可行性研究中，标的公司已严格按照电网并网验收的相关要求和技术标准，对于募投项目新能源电站系统方案总体设计、风力发电机组和光伏组件选型和布置、电气系统设计、接入系统设计等进行了论证和规范。后续项目建设过程中，标的公司将严格遵守并监督相关施工方严格遵守相关技术指标和技术规范，确保募投项目的设计和建设符合电网并网验收的相关要求。

因此，募投项目预计能够满足当地电网并网验收的相关要求。

（3）宁夏出台多项政策，支持新能源发电项目并网

根据国家能源局印发的《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》，2020 年底前已核准且在核准有效期内的风电项目、2019 年和 2020 年平价风电光伏项目、以及竞价光伏项目直接纳入各省（区、市）保障性并网项目范围；电网企业需确保纳入年度开发建设方案的保障性并网和市场化并网项目“能并尽并”。

根据宁夏回族自治区发改委印发的《宁夏回族自治区光伏发电项目管理暂行办法》，对于纳入自治区年度开发建设方案且需接入电网的项目，电网企业应及时办理电网接入手续；电网企业应完善内部审批流程，合理安排建设时序，加强网源协调发展，建立网源沟通机制，提高光伏发电项目配套电力送出工程相关工作的效率，衔接好网源建设进度，确保项目在满足相应并网条件后“能并尽并”。

根据宁夏回族自治区发展改革委印发的《关于开展 2024 年保障性并网风电项目申报工作的通知》和《2024 年保障性并网风电项目竞争性配置指导方案》，

宁夏地区以竞争性配置方式进行保障性并网风电项目申报工作，各市发改委确定保障性并网风电项目规模上限，并在落实项目用地、电网接入条件后将推荐项目报送至自治区发改委进行审核。2024 年，宁夏共有 3.8GW 风电项目纳入 2024 年度保障性并网风电项目规模。

标的公司募投项目中光伏电站项目均为竞价光伏项目，符合《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》和《宁夏回族自治区光伏发电项目管理暂行办法》规定的“能并尽并”类项目。根据《2024 年保障性并网风电项目竞争性配置指导方案》的相关要求，募投项目中风电场项目预计符合保障性并网风电项目申报的要求，纳入保障性并网风电项目预计不存在重大不确定性。

标的公司本次募投项目系标的公司根据自治区发改委出具的《关于加快推进 3GW 新能源项目建设的函》于 2024 年获得的新能源新增指标，根据《关于加快推进 3GW 新能源项目建设的函》相关内容：“为推动自治区新能源发展，我委已同意将你公司承建的 3GW 新能源项目纳入年度建设开发方案，通知各地市政府、宁东管委会和国网宁夏电力公司在项目用地、电网接入等方面给予支持。请你公司抓紧对接各地市政府、宁东管委会和国网宁夏电力公司，尽快落实项目用地、电网接入，推动项目早日开工建设。”

综上，募投项目及时取得电网公司的并网许可预计不存在重大不确定性。

2、结合本次募投项目拟供电地区的电力供需情况、弃风弃光情况、下游电网消纳能力、募投项目新增发电量的规模等因素，说明本次募投项目新增发电量消化措施的有效性，是否可达到预期利用率水平

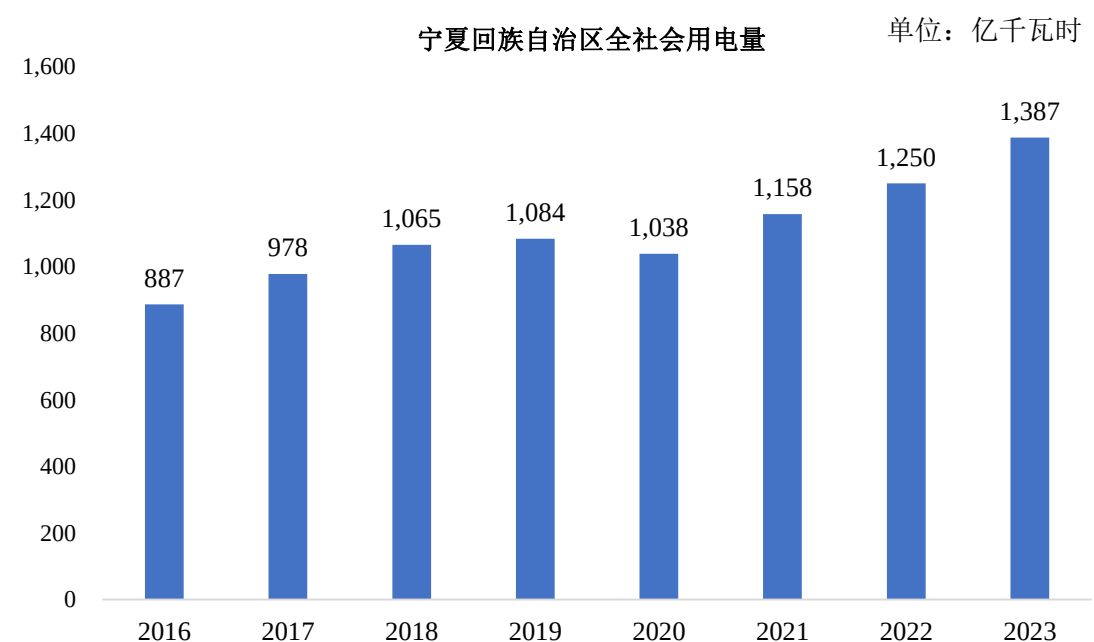
（1）本次募投项目拟供电地区的电力供需情况、下游电网消纳能力

宁夏回族自治区的发电量主要包括自用发电量和外送发电量两部分，2023 年宁夏总发电量 2,311 亿千瓦时，其中区内自用发电量 1,435 亿千瓦时，外送发电量 876 亿千瓦时。



数据来源：宁夏回族自治区统计局、国网宁夏电力有限公司

宁夏地区电力消费量保持稳定增长，2023年全社会用电量达到1,387亿千瓦时，相比2016年增加56.4%，年复合增长率达到6.6%。宁夏自治区区内的发电量和电力需求量基本匹配，供需关系较为稳定。

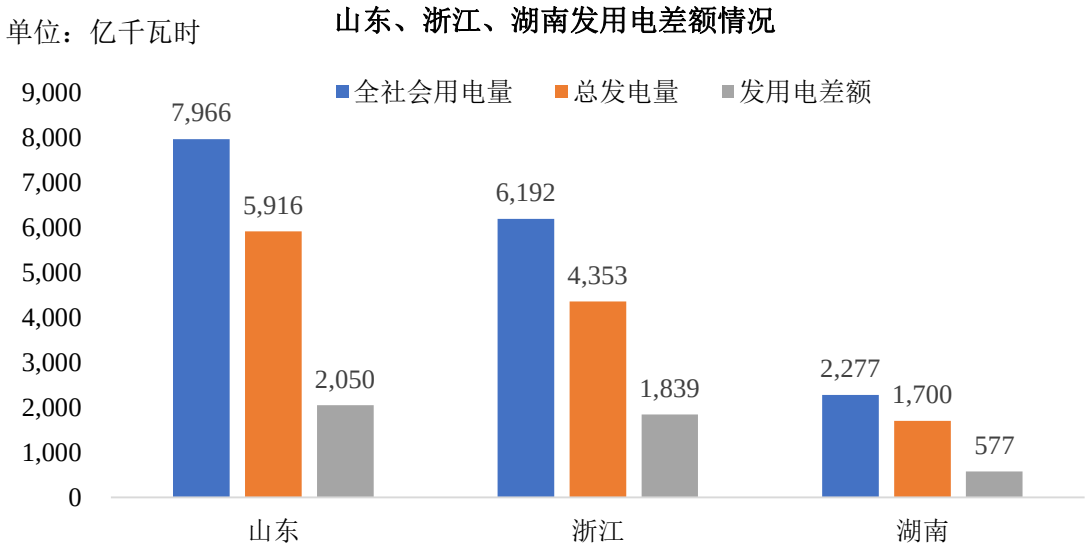


数据来源：国家统计局

除自治区内电力需求稳步增长外，宁夏亦是全国重要的电力外送省区之一，是我国“西电东送”的重要送端。2024年上半年宁夏电网累计外送电量436亿千瓦

时，同比增长16.6%，外送电量排名全国第四；2023年全年宁夏外送电量达到876亿千瓦时。目前宁夏已建成±660千伏银东直流输电工程、灵州-绍兴±800千伏特高压直流输电工程。截至2024年7月底，宁夏已利用银东直流、灵绍直流等电力外送大通道，已累计向华东华北地区输送电量超7,480亿千瓦时，形成了“内供”“外送”两个市场。目前，宁夏正在积极推进建设±800千伏“宁电入湘”工程，该工程计划2025年完成全部调试工作，正式投产。“宁电入湘”工程是中国第一条以开发沙漠光伏大基地、输送新能源为主的特高压输电通道，项目建成后，将通过该线路将宁夏的“沙戈荒”新能源电力向湖南输送，进一步打开宁夏新能源电力的外送空间。

宁夏地区电力外送的目的地主要包括山东、浙江、湖南等地，上述地区均存在明显的电力供给不足的问题。2023年山东省用电缺口（全社会用电量与省内总发电量的差额）达到2,050亿千瓦时，浙江省电力缺口达到1,839亿千瓦时，为全国用电缺口最大的两个省份。2023年湖南省亦存在约577亿千瓦时的用电缺口。



数据来源：国家统计局

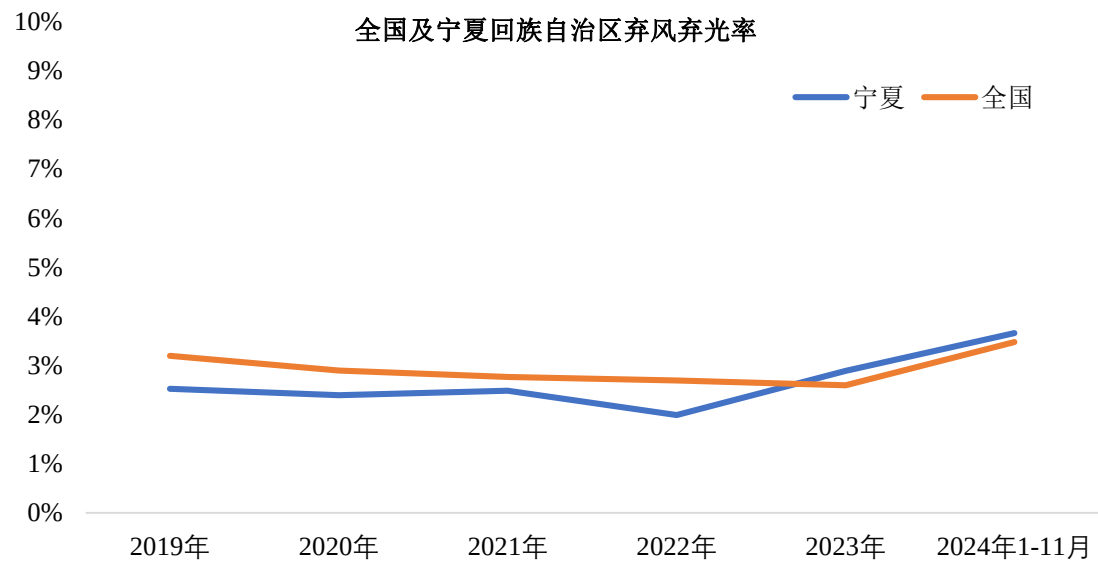
因此，电投新能源所属的宁夏地区电力需求预计将稳固增长，同时随电网输配电能力进一步强化，宁夏电网向外输送新能源电力的能力将进一步提高，而宁夏电网对外输送的主要目的地山东、浙江和湖南等地均存在明显的供电缺口。宁夏地区对应的下游电力需求广阔，对于新增的新能源发电项目预计具备较强的消

纳能力。

（2）弃风弃光情况

宁夏地区新能源发电利用率整体处于较高水平，2019 年至今弃风弃光率均低于 5%，与全国平均水平较为接近。2023 年宁夏因弃风弃光电量为 17.14 亿千瓦时，弃电率为 2.89%，其中风电弃电量 6.75 亿千瓦时，弃电率 2.25%；光伏弃电量 10.38 亿千瓦时，弃电率 3.55%。2024 年 1-11 月，宁夏因弃风弃光电量为 21.43 亿千瓦时，弃电率为 3.66%，其中风电弃电量 6.55 亿千瓦时，弃电率 2.51%；光伏弃电量 14.88 亿千瓦时，弃电率 4.59%。

2019 年至 2024 年 1-11 月，宁夏弃风弃光率情况如下：



数据来源：国家能源局、国网宁夏电力有限公司

综上，宁夏地区弃风弃光情形较少，风电、光伏发电利用率较高，预计不会对募投项目新增电量消纳产生重大不利影响。

（3）募投项目新增发电量

1）盐池惠安堡 750MW 风光同场项目

本项目风电部分装机容量 300MW，结合单机容量、叶轮直径、轮毂高度、风电场所在地区风力资源等因素，预计年发电量约为 61,200.00 万千瓦时；光伏部分装机容量 450MW，结合组件转换效率、光伏电站所在地区光照资源等，预

计建成后第一年发电量约为 86,995.42 万千瓦时，考虑到光伏组件的光电转换效率会随着时间的推移而降低，每年发电量预计将下降约 0.4%。

2) 中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目

本项目风电部分装机容量 87MW，结合单机容量、叶轮直径、轮毂高度、风电场所在地区风力资源等因素，预计年发电量约为 17,620.40 万千瓦时；光伏部分装机容量 263MW，结合组件转换效率、光伏电站所在地区光照资源等，预计建成后第一年发电量约为 54,318.00 万千瓦时，考虑到光伏组件的光电转换效率会随着时间的推移而降低，每年发电量预计将下降约 0.4%。

因此，本次募投项目建成后预计年发电量将新增 220,133.82 万千瓦时，占 2023 年宁夏总发电量的比例仅为 0.98%。考虑到宁夏全社会用电量整体呈上升趋势，且随±800 千伏“宁电入湘”工程等电力输送工程建成，宁夏电网电力外送能力有望进一步加强，上述新增发电量的消纳预计不存在障碍。

3、说明本次募投项目新增发电量消化措施的有效性，是否可达到预期利用率水平

宁夏地区电力供需关系较为稳定，全社会用电量同发电量同步增长，同时宁夏是全国主要的电力外送省份之一，主要外送目的地电力缺口明显，电力的下游需求较为稳定，消纳能力较强。因此，宁夏地区新能源发电的利用率整体较高，2019 年以来每年弃风弃光率均低于 5%。

除电力市场化交易外，宁夏亦会对部分光伏、风电发电量实施优先收购。根据宁夏回族自治区发改委《关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，2025 年风电、光伏优先发电计划 60.72 亿千瓦时，相比 2024 年增加 5.37 亿千瓦时。上述优先收购电量将进一步降低新增发电量的消纳风险。

本次募投项目建成后，预计年新增发电量占宁夏总发电量的比例低于 1%，新增电量消纳预计不存在实质性障碍，预计能够达到预期利用率水平。

（四）结合风力及光伏发电行业相关政策、国家可再生能源补贴政策，募投项目所在地关于并网许可、电价调控、项目补贴等政策的变化情况，预测收益的具体测算过程、主要参数取值依据，说明募投项目效益预测是否合理审慎，与收

益法评估过程中的预测指标是否一致，募投项目实施后预计对上市公司经营业绩的影响

1、风力及光伏发电行业相关政策、国家可再生能源补贴政策，募投项目所在地关于并网许可、电价调控、项目补贴等政策的变化情况

(1) 风力及光伏发电行业相关政策

相关政策具体参见本问询回复意见之“问题一 关于交易方案及整合管控”之“(2) 结合新能源发电行业及标的资产发电设施所在地的相关产业政策”。

(2) 国家可再生能源补贴政策

根据《国家发改委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，“2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称“新建项目”），中央财政不再补贴，实行平价上网”。

因此本次募投项目将按照燃煤标杆电价及市场化交易电价平价上网，不享受国家可再生能源补贴。

(3) 募投项目所在地关于并网许可、电价调控、项目补贴等政策的变化情况

1) 并网许可

如本题“(三)、2”所述，根据《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》、《宁夏回族自治区光伏发电项目管理暂行办法》、《关于开展 2024 年保障性并网风电项目申报工作的通知》和《2024 年保障性并网风电项目竞争性配置指导方案》等规定要求，光伏项目在满足相应并网条件后“能并尽并”，风电项目纳入保障性并网风电项目后“能并尽并”，未发生重大变化。

2) 电价调控

① 优先收购电量部分

根据宁夏回族自治区发改委《关于核定 2025 年宁夏优先发电优先购电计划的通知》，优先发电部分电量上网执行基准电价，即宁夏燃煤发电基准电价 0.2595

元/千瓦时。

报告期内，上述优先发电电量上网电价未发生变化。

② 电力中长期交易部分

根据宁夏回族自治区发改委《关于做好 2025 年电力中长期交易有关事项的通知》，宁夏地区除优先发电计划以外电量全部进入市场进行市场化交易。其中，用户与新能源的平段（每日 0:00-7:00 和 23:00-0:00）交易申报价格不超过基准电价，峰段（每日 7:00-9:00 和 17:00-23:00）交易申报价格不低于平段价格的 130%，且不超过基准电价的 150%，谷段（每日 9:00-17:00）交易申报价格不超过平段价格的 70%。其中，基准电价为宁夏燃煤发电基准电价 0.2595 元/千瓦时。

宁夏回族自治区发改委于每年年底发布下一年度电力中长期交易相关事项的通知，就交易时段、组织形式、价格机制等进行明确规定。2024 年开始，新能源价格浮动比例由此前的 20%提升至 30%，峰谷价差拉大，2025 年维持了与 2024 年一样的浮动比例，其余交易规则未发生重大实质性变化。

3) 项目补贴

本次募投项目将按照燃煤标杆电价及市场化交易电价平价上网，不享受国家可再生能源补贴。宁夏回族自治区对于集中式光伏电站、风电暂无地方补贴政策。

2、预测收益的具体测算过程、主要参数取值依据

(1) 盐池惠安堡750MW风光同场项目

1) 风电部分

① 营业收入

项目营业收入来自发电收入，发电收入=上网电量*上网电价，上网电量和上网电价的预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
上网电价	0.2395 元/kWh (含税)	根据《宁夏回族自治区深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》（宁发改价格（管理）〔2019〕836 号）的通知，宁夏燃煤发电标杆上网电价 0.2595 元/kWh。在此基础上结

项目	预测值	预测依据
		合电投新能源 2024 年上半年风力发电项目的平均上网电价，该项目按 0.2395 元/kWh（含税）进行测算。
上网电量	61,200 万 kWh	该项目安装 45 台单机容量 6.7MW、叶轮直径 221m 的风力发电机组，轮毂高度为 125m。经软件计算考虑尾流影响后年发电量为 87,428.57 万千瓦时，剔除尾流损失后综合折减系数为 70%，包括厂用电及线损、气候影响停机等因素产生的折减，考虑上述各种折减后年上网电量为 61,200 万千瓦时，年等效利用小时数为 2,040h。

该项目上网电价主要参考 2024 年上半年标的公司风力发电项目的平均上网电价进行确定。同时，2024 年 1-7 月电投新能源风电项目平均上网电价约 0.2309 元/kWh（含税，不含补贴），与本项目上网电价的预测值较为接近。

考虑到宁夏地区未来新增风电、光伏项目保障性收购部分电量不再采用燃煤标杆电价上网，而是通过市场竞价确定，因此将标的公司现有风电场保障性收购电量部分剔除后，2024 年 1-7 月市场化交易部分电量平均标杆上网电价为 0.2417 元/kWh（含税，不含补贴，已扣减辅助服务费用及考核费用），与募投项目上网电价的预测值较为接近。

预测期内该项目上网电价的预测值保持不变，与收益法评估中对于未来上网电价变动趋势的假设保持一致，具体分析参见本问询回复意见之“问题八 关于标的资产评估”之“2、结合近年来基础电价、补贴电价、市场化交易电价相关政策规定……假设未来上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化是否谨慎、合理”相关内容。

该项目上网电量的预测值主要结合项目所在地的测风数据、空气密度等参数通过模拟软件计算得到。预测期内上网电量的预测值保持不变，主要系在定期维护的条件下，风力发电机组的发电效率在较长的周期内几乎不存在衰减，同时在历史期间内，标的公司风力发电项目的年上网电量亦呈波动趋势，未出现明显下滑迹象。综上，本项目风电部分预测收益过程中对于上网电价和上网电量的预测较为合理审慎。

② 成本及费用

项目总成本及费用包括折旧费、修理费、工资及福利费、保险费、材料费、其他费用等：

项目	预测值	预测依据
折旧费	固定资产价值×综合折旧率	风电系统折旧年限取 20 年，残值率取 5%。
修理费	固定资产价值×修理费率	修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~5 年取 0.5%，第 6~10 年取 1%，第 11~16 年取 1.5%，第 17~21 年取 2%，其余年份取 0%。
职工工资、福利费及其他	编制定员×职工年平均工资×（1+50%）	风电系统定员为 25 人，人均年工资按 12 万元计，职工福利费及其他按工资总额的 50%计。
保险费	固定资产价值×保险费率	保险费是指项目运行期的固定资产保险。风电系统保险费取固定资产原值的 0.25%。
材料费和其他费用	风电装机量×40 元/kW；储能租赁费取 300 万元/年	材料费包括项目运行维护等所耗用的材料、事故备品、低值易耗品等费用。风电系统材料费取 10 元/kW。其他费用指未在上述列出的而应计入总成本费用的其他成本费用，取 30 元/kW。此外包括储能租赁费取 300 万元/年。

本项目修理费主要基于风电行业惯例和历史期间内公司修理费支出水平进行预测。本项目修理费取值依据与近期风电场募投项目对修理费的预测依据对比如下：

公司名称	项目名称	修理费预测依据
川能动力	凉山州会东县小街一期风电项目	按照固定资产价值×修理费率，修理费率按照建设期及五年质保期取 0.5%，运行期第六年至运行期第十年取 1.0%，运行期第十一年至运行期第十五年取 1.5%，运行期第十六年至运行期第二十年取 2.0%。
川能动力	凉山州会东县淌塘二期风电项目	按照固定资产价值×修理费率，修理费率取 1.5%。
浙江新能	浙能台州 1 号海上风电场工程项目	按照固定资产价值×修理费率，建设期及运营期 1-5 年取 0.50%，运营期 6-10 年取 1.00%，运营期 11-15 年取 1.00%，运营期 16-20 年取 1.20%，运营期 21-25 年取 1.40%。
本项目		修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~5 年取 0.5%，第 6~10 年取 1%，第 11~16 年取 1.5%，第 17~21 年取 2%，其余年份取 0%。

由上表可知，本项目对修理费进行预测所选取的修理费率与行业整体水平

不存在重大差异，具备合理性。

本项目职工工资、福利费主要参考宁夏当地电力技术人员的平均工资薪酬及相关福利支出水平确定。根据宁夏回族自治区统计局公布的全区城镇单位就业人员年平均工资情况，2022 年和 2023 年宁夏电力、热力、燃气及水生产和供应业年平均工资分别为 14.75 万元和 16.10 万元，本项目测算的职工年平均工资总额（含福利费）略高于宁夏电力行业就业人员平均工资，考虑到电投新能源整体工资水平高于宁夏地区平均工资水平，因此对于职工工资及福利费的预测值具备合理性。

③ 税费

根据国家税收政策，电力项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加和所得税：

项目	预测值	预测依据
增值税	根据实际情况逐年变化	电力产品增值税税率为 13%。根据财税[2015]74 号文件，利用风力生产的电力产品销售增值税实行即征即退 50%的政策； 根据国务院第 34 次常务会议修订通过的《中华人民共和国增值税暂行条例》和中华人民共和国财政部国家税务总局令第 50 号《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，从 2009 年 1 月 1 日起，对购进固定资产部分的进项税额允许从销项税额中抵扣。
销售税金附加	根据实际情况逐年变化	销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加（含国家和地方教育费附加），以增值税税额为基础计征，税率分别取 1%和 5%。
所得税	根据实际情况逐年变化	企业所得利润应按规定依法缴纳所得税，依据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第八十七条，企业所得税法第二十七条第（二）项所称国家重点扶持的公共基础设施项目，是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。企业从事前款规定的国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。从第七年开始，所得税按照 25%的税率征收。

2) 光伏部分

① 营业收入

项目营业收入来自发电收入，发电收入=上网电量*上网电价，上网电量和上网电价的预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
上网电价	0.182 元/kWh (含税)	根据宁发改运行〔2023〕807 号《自治区发展改革委关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》，考虑宁夏电网新能源近年来市场化交易现状，并综合两个细则及辅助服务考核费用，本项目电价参考 2024 年上半年电投新能源光伏发电项目平均上网电价按 0.182 元/kWh（含税）进行预测。
上网电量	首年为 86,995.4 2kWh，逐年衰 减约 0.4%	光伏电站发电量采用 PVSYST 软件进行计算。PVSYST 是国际上光伏电站设计工作中使用较为广泛的系统仿真及设计软件。输入参数包括代表年各月辐射数据当地气象站多年平均各月气温计算得到理论发电量，在此基础上考虑直流和交流线路损失等因素的折减，预测得到首年上网电量。同时，光伏组件的光电转换效率会随着时间的推移而降低，相应的发电量逐年下降。参照组件厂家衰减系数参数：N 型组件首年衰减不超过 1.0%，逐年衰减不超过 0.4%；BC 型组件首年衰减不超过 1.0%，逐年衰减不超过 0.35%；根据 PVSYST 软件计算的结果，全容量投产运行 25 年期间，25 年总上网电量约为 2,072,805.608 万 kWh，平均年上网电量约为 82,912.22 万 kWh，年均等效利用小时数为 1,535.37h。

该项目上网电价主要参考 2024 年上半年标的公司光伏发电项目的平均上网电价进行确定。同时，2024 年 1-7 月电投新能源光伏项目平均上网电价约 0.1849 元/kWh（含税，不含补贴），与本项目上网电价的预测值较为接近。

考虑到宁夏地区未来新增风电、光伏项目保障性收购部分电量不再采用燃煤标杆电价上网，而是通过市场竞价确定，因此将标的公司现有光伏电站保障性收购电量部分剔除后，2024 年 1-7 月市场化交易部分电量平均标杆上网电价为 0.1842 元/kWh（含税，不含补贴，已扣减辅助服务费用及考核费用），与募投项目上网电价的预测值较为接近。

预测期内上网电价的预测值保持不变，与收益法评估中对于未来上网电价变动趋势的假设保持一致，其合理性分析参见本问询回复意见之“问题八 关于标的资产评估”之“2、结合近年来基础电价、补贴电价、市场化交易电价相关

政策规定……假设未来上网电价与评估基准日执行的有效上网电价不发生重大变化是否谨慎、合理”相关内容。

该项目上网电量的预测值主要结合项目所在地的辐射数据、气温等参数通过模拟软件计算得到。由于光伏组件的光电转换效率会随着时间的推移而降低，因此在预测光伏电站首年发电量的基础上，考虑了组件转换效率的衰减而带来发电量的下降，其中采用 N 型组件的光伏阵列发电量逐年下降 0.4%，采用 BC 型组件的光伏阵列发电量逐年下降 0.35%。上述衰减率的预测值主要基于组件设备供应商提供的组件衰减系数参数，与行业内组件设备主要供应商如晶科能源、隆基绿能等公布的 N 型组件和 BC 型组件产品的衰减率基本一致，具备合理性。

综上，本项目光伏部分预测收益过程中对于上网电价和上网电量的预测较为合理审慎。

② 成本及费用

项目总成本费用包括折旧费、修理费、工资及福利费、保险费、材料费、其他费用等：

项目	预测值	预测依据
折旧费	固定资产价值×综合折旧率	光伏系统折旧年限取 20 年，残值率取 5%。
修理费	固定资产价值×修理费率	光伏系统修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~6 年取 0.2%，第 7~11 年取 0.25%，其余年份取 0.5%。
职工工资、福利费及其他	编制定员×职工年平均工资×（1+50%）	光伏系统定员为 15 人，人均年工资按 12 万元计，职工福利费及其他按工资总额的 50%计。
保险费	固定资产价值×保险费率	保险费是指项目运行期的固定资产保险。光伏系统保险费取固定资产原值的 0.1%。
材料费和其他费用	光伏装机量×20 元/kW；储能租赁费取 450 万元/年	其他费用指未在上述列出的而应计入总成本费用的其他成本费用，取 20 元/kW；储能租赁费用取 450 万元/年。

本项目修理费主要基于光伏行业惯例和历史期间内公司修理费支出水平进

行预测。本项目修理费取值依据与近期光伏电站募投项目对修理费的预测依据对比如下：

公司名称	项目名称	修理费预测依据
太阳能	察布查尔县 25 万千瓦/100 万千瓦时全钒液流电池储能+100 万千瓦市场化并网光伏发电项目	自计算期第 2 年开始计提，第 2-6 年设备维修费率为 0.1%，第 7-11 年设备维修费率按照 0.2%计，第 12-16 年按照 0.3%计，剩余年份按照 0.4%计。
太阳能	中节能太阳能吉木萨尔县 15 万千瓦“光伏+储能”一体化清洁能源示范项目	本项目保修期内不计取，自计算期第 5 年开始计提，第 5-6 年设备维修费率为 0.1%，第 7-11 年设备维修费率按照 0.2%计提，第 12-16 年按照 0.3%计提，剩余年份按照 0.4%计提。
银星能源	宁东 250 兆瓦光伏复合发电项目	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。
本项目		光伏系统修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~6 年取 0.2%，第 7~11 年取 0.25%，其余年份取 0.5%。

由上表可知，本项目对修理费进行预测所选取的修理费率与行业整体水平不存在重大差异，具备合理性。

本项目职工工资、福利费主要参考宁夏当地电力技术人员的平均工资薪酬及相关福利支出水平确定。根据宁夏回族自治区统计局公布的全区城镇单位就业人员年平均工资情况，2022 年和 2023 年宁夏电力、热力、燃气及水生产和供应业年平均工资分别为 14.75 万元和 16.10 万元，本项目测算的职工年平均工资总额（含福利费）略高于宁夏电力行业就业人员平均工资，考虑到电投新能源整体工资水平高于宁夏地区平均工资水平，因此对于职工工资及福利费的预测值具备合理性。

③ 税费

同“1）风电部分”。

（2）中卫迎水桥350MW风光同场项目

1）风电部分

① 营业收入

项目营业收入来自发电收入，发电收入=上网电量*上网电价，上网电量和上网电价的预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
上网电价	0.2395 元/kWh (含税)	根据《宁夏回族自治区深化燃煤发电上网电价形成机制改革实施方案》（宁发改价格（管理）〔2019〕836 号）的通知，宁夏燃煤发电标杆上网电价 0.2595 元/kWh。 在此基础上，结合电投新能源 2024 年上半年风力发电项目的平均上网电价，该项目按 0.2395 元/kWh（含税）进行测算。
上网电量	17,620.40 万 kWh	该项目安装 13 台单机容量 6.7MW、叶轮直径 221m 的风力发电机组，轮毂高度为 125m。经软件计算考虑尾流影响后年发电量 25,172.00 万 kWh，剔除尾流损失后综合折减系数为 70%， 包括厂用电及线损、气候影响停机等因素产生的折减，考虑上述各种折减后年上网电量为 17,620.40 万 kWh，年等效利用小时数为 2,025.34h。

关于本项目上网电价和上网电量预测依据的分析，同本题“（1）盐池惠安堡 750MW 风光同场项目”之“1）风电部分”。

② 成本及费用

项目总成本及费用包括折旧费、修理费、工资及福利费、保险费、材料费、其他费用等：

项目	预测值	预测依据
折旧费	固定资产价值× 综合折旧率	风电系统折旧年限取 20 年，残值率取 5%。
修理费	固定资产价值× 修理费率	运营期第 1~5 年取 0.5%，第 6~9 年取 1%，第 11~14 年取 1.5%，其余年份取 2%。
职工工资、福利费及其他	编制定员×职工 年平均工资× (1+50%)	风电系统定员为 10 人，人均年工资按 12 万元计，职工福利费及其他按工资总额的 50%计。
保险费	固定资产价值× 保险费率	保险费是指项目运行期的固定资产保险。风电系统保险费取固定资产原值的 0.25%。
材料费和其他费用	风电装机量×40 元/kW；储能租 赁费取 87 万元/ 年	材料费包括项目运行维护等所耗用的材料、事故备品、低值易耗品等费用。风电系统材料费取 10 元/kW。其他费用指未在上述列出的而应计入总成本费用的其他成本费用，取 30 元/kW。此外包括储能租赁费取 87 万元/年。

关于修理费、职工工资、福利费等参数预测依据的分析，同本题“（1）盐池惠安堡 750MW 风光同场项目”之“1）风电部分”。

③ 税费

同“（1）盐池惠安堡750MW风光同场项目”之“1）风电部分”。

2) 光伏部分

① 营业收入

项目营业收入来自发电收入，发电收入=上网电量*上网电价，上网电量和上网电价的预测情况及依据如下：

项目	预测值	预测依据
上网电价	0.182 元/kWh (含税)	根据宁发改运行〔2023〕807 号《自治区发展改革委关于做好 2024 年电力中长期交易有关事项的通知》，考虑宁夏电网新能源近年来市场化交易现状，并综合两个细则及辅助服务考核费用，本项目电价参考 2024 年上半年电投新能源光伏发电项目平均上网电价按 0.182 元/kWh（含税）进行预测。
上网电量	首年为 43,108.98kWh，逐年衰减约 0.4%	光伏电站发电量采用 PVSYST 软件进行计算。PVSYST 是国际上光伏电站设计工作中使用较为广泛的系统仿真及设计软件。输入参数包括代表年各月辐射数据及当地气象站多年平均各月气温计算得到理论发电量，在此基础上考虑直流和交流线路损失等因素的折减，预测得到首年上网电量。同时，光伏组件的光电转换效率会随着时间的推移而降低，相应的发电量逐年下降。参照组件厂家衰减系数参数：N 型组件首年衰减不超过 1.0%，逐年衰减不超过 0.4%；BC 型组件首年衰减不超过 1.0%，逐年衰减不超过 0.35%。根据 PVSYST 软件计算的结果，全容量投产运行 25 年期间，25 年总上网电量约为 1,292,180.74 万 kWh，平均年上网电量约为 51,687.23 万 kWh，年均等效利用小时数为 1,635.98 h。

② 成本及费用

项目总成本及费用包括折旧费、修理费、工资及福利费、保险费、材料费、其他费用等：

项目	预测值	预测依据

折旧费	固定资产价值× 综合折旧率	光伏系统折旧年限取 25 年，残值率取 5%。
修理费	固定资产价值× 修理费率	光伏系统修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~6 年取 0.2%，第 7~11 年取 0.25%，其余年份取 0.5%。
职工工资、福利费及其他	编制定员×职工 年平均工资× (1+50%)	光伏系统定员为 7 人，人均年工资按 12 万元计，职工福利费及其他按工资总额的 50%计。
保险费	固定资产价值× 保险费率	保险费是指项目运行期的固定资产保险。光伏系统保险费取固定资产原值的 0.1%。
材料费和其他费用	光伏装机量×15 元/kW；储能租 赁费取 263 万元 /年	其他费用指未在上述列出的而应计入总成本费用的其他成本费用，取 15 元/kW。另外，储能租赁费用取 263 万元/每年。

关于修理费、职工工资、福利费等参数预测依据的分析，同本题“(1) 盐池惠安堡 750MW 风光同场项目”之“(2) 光伏部分”。

③ 税费

同“(1) 盐池惠安堡750MW风光同场项目”之“(1) 风电部分”。

3、募投项目内部收益率、投资回收期、毛利率等财务评价指标

(1) 内部收益率、投资回收期

本次募投项目中，盐池惠安堡 750MW 风光同场项目财务内部收益率(税后)为 5.03%，资本金内部收益率为 8.42%；中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目财务内部收益率(税后)为 5.12%，资本金内部收益率为 8.59%。本次募投项目内部收益率与近期部分风电、光伏可比项目内部收益率对比情况如下：

公司名称	年度	类别	项目名称	财务内部收益率(税后)	资本金内部收益率	项目投资回收期(税后)(年)
吉电股份	2024 年	风电	扶余市三井子风电场五期 10 万千瓦风电项目	10.81%	25.14%	9.33
吉电股份	2024 年	风电	吉林长岭 10 万千瓦风电项目	10.77%	25.35%	9.34

公司名称	年度	类别	项目名称	财务内部收益率（税后）	资本金内部收益率	项目投资回收期（税后）（年）
吉电股份	2024 年	风电	白城绿电产业示范园配套电源一期 10 万千瓦风电项目	8.06%	15.25%	10.51
中船科技	2023 年	风电	兴城 2 号 30 万千瓦风电项目	8.58%	\	10.72
中船科技	2023 年	风电	正镶白族乌宁巴图风电二期 100MW 风电项目	8.87%	\	9.79
川能动力	2023 年	风电	凉山州会东县小街一期风电项目	8.47%	\	10.80
川能动力	2023 年	风电	凉山州会东县淌塘二期风电项目	6.64%	\	12.51
湖北能源	2023 年	风电	天门天盛风电场二期项目	7.35%	\	10.70
平均值				8.69%	21.91%	10.46
太阳能	2024 年	光伏	中节能第十二师产业园区低碳转型 50 万千瓦光伏项目	5.03%	8.99%	14.59
太阳能	2024 年	光伏	中节能太阳能达拉特旗 50 万千瓦防沙治沙光伏一体化项目	5.49%	9.27%	14.08
吉电股份	2024 年	光伏	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（一期）	7.20%	11.04%	11.61
吉电股份	2024 年	光伏	邕宁吉电百济新平农光互补发电项目（二期）	7.16%	10.91%	11.65
湖北能源	2023 年	光伏	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	6.86%	\	12.10
银星能源	2023 年	光伏	宁东 250MW 光伏复合发电项目	5.71%	\	12.30
平均值				6.24%	10.05%	12.72
盐池惠安堡 750MW 风光同场项目				5.03%	8.42%	13.75
中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目				5.12%	8.59%	13.89

本次募投项目的财务内部收益率（税后）、资本金内部收益率低于近期可比光伏项目和风电项目内部收益率的平均值，项目投资回收期（税后）相比可比项目平均值更长，主要系本次募投项目所在的宁夏地区电力市场化交易比例以及新能源装机比例较高，新能源平均上网电价相对更低，导致募投项目投资收益率低于其他地区的风电和光伏项目，而与同处宁夏的银星能源宁东 250MW 光伏复

合发电项目以及同处西北地区的中节能第十二师产业园区低碳转型 50 万千瓦光伏项目和中节能太阳能达拉特旗 50 万千瓦防沙治沙光伏一体化项目等较为接近，因此募投项目内部收益率、投资回收期等财务指标的测算具备合理性。

(2) 毛利率

盐池惠安堡750MW风光同场项目风电场运营期内平均毛利率为32.64%，光伏电站运营期前二十年平均毛利率为28.28%；中卫迎水桥350MW风光同场一期项目风电场运营期内平均毛利率为34.40%，光伏电站运营期前二十年平均毛利率为33.67%。报告期内标的公司风电业务毛利率分别为58.37%、58.42%和48.87%，光伏业务毛利率分别为53.09%、39.87%和39.39%。募投项目预测期内平均毛利率低于报告期内标的公司风电及光伏业务整体毛利率，主要系募投项目均为平价上网项目，上网电价预计将低于报告期内标的公司风电和光伏项目平均上网电价。

与近期宁夏地区其他风电和光伏项目相比，2023年银星能源贺兰山风电场61.2MW项目预测年均毛利率为52.00%，主要系其预测上网电价（0.24元/kWh，不含税）及等效利用小时数（2,740小时）高于本次募投项目；2023年银星能源宁东250MW光伏复合发电项目预测年均毛利率为51.52%，主要系其预测上网电价（0.24元/kWh，不含税）高于本次募投项目。

4、说明募投项目效益预测是否合理审慎

如前所述，本次募投项目效益预测已充分考虑所在地结合风力及光伏发电行业的最新政策，效益测算的主要参数已结合最新的市场价格和项目实际情况进行假设，效益测算过程中的募投项目整体毛利率与标的公司近年新投运电站毛利率不存在较大差异，整体效益测算过程合理谨慎。

5、与收益法评估过程中的预测指标是否一致

鉴于本次交易中对标的公司进行收益法评估是在其现有资产、运营方式等基础之上进行的，未考虑募集配套资金对标的公司经营的影响，因此未就募投项目的效益进行预测，以下就募投项目效益预测的关键参数假设与收益法评估过程中的关键参数假设进行对比：

(1) 风电项目

1) 营业收入

关于营业收入的核心假设参数为上网电量和电价，上网电量又由装机量和等效利用小时数决定。募投项目效益预测对于上网电量、等效利用小时和上网电价的预测与收益法评估中对于标的公司现有风电场的预测参数对比如下：

项目	装机量 (MW)	并网时间	年上网电量 (MWh)	等效利用小时数	标杆上网电价 (元/MWh) (不含税)
收益法评估预测参数					
太阳山风电场一期	49.5	2012 年	77,554.76	1,692.69	207.02
太阳山风电场二期	49.5	2015 年	72,214.57	1,564.79	212.28
太阳山风电场三四期	100	2015 年	173,470.32	1,866.56	212.89
太阳山风电场五六期	100	2019 年	216,135.22	2,250.21	218.25
灵武风电场一期	49.5	2013 年	58,550.85	1,291.99	188.43
平均值				1,733.25	207.77
募投项目效益预测参数					
盐池惠安堡 750MW 风光同场项目风电部分	300	-	612,000.00	2,040.00	211.95
中卫迎水桥 350MW 风光同场项目风电部分	87	-	176,204.00	2,025.34	211.95

募投项目效益预测参数中对于等效利用小时的预测高于收益法评估中对于标的公司现有风电场等效利用小时预测的平均值，主要系标的公司现有风电场项目中，灵武风电场项目由于近年来当地风力资源不及预期，发电量和等效利用小时数偏低，因此收益法评估中对其年上网电量和等效利用小时数的预测值较低。剔除灵武风电场后，收益法评估中对于标的公司现有风电场等效利用小时预测的平均值为 1,843.56 小时，与募投项目的预测参数更为接近。同时，标的公司现有风电场并网时间相对较早，随着风电制造行业的技术进步，风力发电的转化效率不断提升，因此风电场的发电利用小时数在不断提高，本次募投项目等效利用小时数的预测值与近期并网的风电项目更为可比，而与标的公司最近并网的太阳山风电场五六期相比，募投项目风电部分预测年均等效利用小时数略低于太阳山风电场五六期。

募投项目效益预测参数中对于上网电价的预测与收益法评估中对于标的公司现有风电场标杆上网电价的平均值较为接近。标的公司现有风电场项目中，灵

武风电场项目由于所在地风力资源不佳，发电利用小时数偏低，受电网考核扣费影响一定程度影响了该项目的平均上网电价，因此收益法评估中对于灵武风电场平均上网电价的预测值较低。剔除灵武风电场后，收益法评估中对于标的公司现有风电场标杆上网电价预测值平均为 218.57 元/MWh（已扣减辅助服务费用及考核费用），略高于募投项目效益预测中上网电价的预测值。综上，募投项目效益预测中对于上网电量和上网电价的预测与收益法评估中对应参数的预测不存在重大差异。

2) 营业成本

项目	募投项目预测依据	收益法评估预测依据
折旧费	折旧年限取 20 年，残值率取 5%。	折旧年限取 20 年，残值率取 5%
修理费	盐池惠安堡 750MW 风光同场项目风电部分：修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~5 年取 0.5%，第 6~10 年取 1%，第 11~16 年取 1.5%，第 17~21 年取 2%，其余年份取 0%； 中卫迎水桥 350MW 风光同场项目风电部分：运营期第 1~5 年取 0.5%，第 6~9 年取 1%，第 11~14 年取 1.5%，其余年份取 2%。	根据历史数据按固定金额，根据机组容量变化增减
职工工资、福利费及其他	人均年工资按 12 万元计，职工福利费及其他按工资总额的 50%计。	人均年工资在 2024 年 1-7 月平均薪酬基础上，每年增长 5%
保险费	保险费取固定资产原值的 0.25%。	-
材料费和其他费用	取 10 元/kW，另按照 1 万元/MW 取每年的储能容量租赁费。	材料费包含于修理费中

募投项目效益预测与收益法评估中，营业成本的主要组成部分折旧费的测算假设不存在差异，其余占比较低的成本要素（如修理费、职工薪酬等）测算假设存在一定差异，上述差异系在不同时期，由不同机构对不同项目进行可行性研究/评估产生的差异，不会对募投项目效益测算结果造成较大实质性影响，差异具有合理性。

(2) 光伏项目

1) 营业收入

募投项目效益预测对于上网电量、等效利用小时和上网电价的预测与收益法评估中对于标的公司现有光伏电站的预测参数对比如下：

项目	装机量 (MW)	并网时间	年上网电量 (MWh)	等效利用小时数	标杆上网电价 (元/MWh) (不含税)
收益法评估预测参数					
太阳山光伏电站一期	10	2011 年	14,704.24	1,522.51	168.26
太阳山光伏电站二期	20	2014 年	26,866.13	1,385.85	162.06
太阳山光伏电站三期	100	2021 年	163,920.25	1,697.46	165.15
中卫光伏项目	100	2023 年	165,923.08	1,691.50	166.92
宁东光伏复合项目	200	2023 年	317,283.04	1,691.50	155.70
平均值				1,597.76	163.62
募投项目效益预测参数					
盐池惠安堡 750MW 风光同场项目光伏部分	450	-	829,122.20	1,535.37	161.06
中卫迎水桥 350MW 风光同场项目光伏部分	263	-	516,872.30	1,635.98	161.06

募投项目效益预测参数中对于等效利用小时以及上网电价的预测与收益法评估中对于标的公司现有光伏电站等效利用小时及标杆上网电价预测的平均值较为接近，不存在较大差异。宁东光伏复合项目 2024 年标杆上网电价较低的主要原因系该年度签署外送电量合同时未区分不同季度约定不同发电量，导致春季及冬季光伏欠发时段考核扣费较多，2025 年开始宁东光伏项目已根据不同季度特征约定了差异化的发电量，减少了考核扣费对标杆上网电价的影响，标杆上网电价已有所上升。

2) 成本及费用

项目	募投项目预测依据	收益法评估预测依据
折旧费	折旧年限取 20 年，残值率取 5%。	折旧年限取 20 年，残值率取 5%
修理费	盐池惠安堡 750MW 风光同场项目光伏部分：光伏系统修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第	固定金额，根据机组容量变化增减

项目	募投项目预测依据	收益法评估预测依据
	2~6 年取 0.2%，第 7~11 年取 0.25%，其余年份取 0.5%； 中卫迎水桥 350MW 风光同场项目光伏部分：光伏系统修理费第 1 年取固定资产原值（扣除建设期利息）的 0%，第 2~6 年取 0.2%，第 7~11 年取 0.25%，其余年份取 0.5%。	
职工工资、福利费及其他	人均年工资按 12 万元计，职工福利费及其他按工资总额的 50%计。	人均年工资在 2024 年 1-7 月平均薪酬基础上，每年增长 5%
保险费	保险费取固定资产原值的 0.1%。	-
材料费和其他费用	取 15 元/kW，另按照 1 万元/MW 取每年的储能容量租赁费。	材料费包含于修理费中

募投项目效益预测与收益法评估中，营业成本的主要组成部分折旧费的测算假设不存在差异，其余占比较低的成本要素（如修理费、职工薪酬等）测算假设存在一定差异，上述差异系在不同时期，由不同机构对不同项目进行可行性研究/评估产生的差异，不会对募投项目效益测算结果造成较大实质性影响，差异具有合理性。

6、募投项目实施后预计对上市公司经营业绩的影响

从项目运行期第 1 年（计算期第 2 年）开始，盐池惠安堡 750MW 风光同场项目整体收益测算情况如下：

单位：万元

项目	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年
销售收入	26,982.83	26,928.03	26,873.24	26,818.35	26,763.56	26,708.76	26,653.97	26,599.17	26,544.38	26,489.58	26,434.79	26,379.99	26,325.20
风电收入	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15
光伏收入	14,011.67	13,956.88	13,902.08	13,847.20	13,792.41	13,737.61	13,682.82	13,628.02	13,573.23	13,518.43	13,463.64	13,408.84	13,354.05
销售税金附加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	69.69	207.05	206.62	206.19	205.76	205.34
总成本费用	23,896.44	23,465.53	23,034.62	22,603.71	22,705.80	22,341.74	21,910.83	21,479.92	21,049.01	21,151.10	21,054.47	20,623.56	20,253.22
增值税即征即退	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	580.77	843.12	843.12	843.12	843.12	843.12
利润总额	3,086.38	3,462.50	3,838.61	4,214.64	4,057.76	4,367.02	4,743.13	5,630.33	6,131.44	5,974.99	6,017.25	6,393.80	6,709.76
所得税	0.00	0.00	0.00	526.83	507.22	545.88	1,185.78	1,407.58	1,532.86	1,493.75	1,504.31	1,598.45	1,677.44
净利润	3,086.38	3,462.50	3,838.61	3,687.81	3,550.54	3,821.14	3,557.35	4,222.74	4,598.58	4,481.24	4,512.94	4,795.35	5,032.32

（续上表）

项目	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年	第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年
销售收入	26,270.32	26,215.52	26,160.73	26,105.93	26,051.14	25,996.34	25,941.55	12,915.60	12,860.81	12,805.93	12,751.13	12,696.34
风电收入	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	12,971.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
光伏收入	13,299.17	13,244.37	13,189.58	13,134.78	13,079.99	13,025.19	12,970.40	12,915.60	12,860.81	12,805.93	12,751.13	12,696.34

项目	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年	第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年
销售税金附加	204.91	204.48	204.05	203.63	203.20	202.77	202.34	100.74	100.31	99.89	99.46	99.03
总成本费用	19,880.90	19,501.20	19,432.91	19,432.91	19,432.91	19,432.91	16,236.16	3,856.56	3,856.56	3,856.56	3,856.56	3,856.56
增值税即征即退	843.12	843.12	843.12	843.12	843.12	843.12	843.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
利润总额	7,027.64	7,352.97	7,366.88	7,312.52	7,258.15	7,203.78	10,346.17	8,958.30	8,903.93	8,849.48	8,795.11	8,740.75
所得税	1,756.91	1,838.24	1,841.72	1,828.13	1,814.54	1,800.95	2,586.54	2,239.58	2,225.98	2,212.37	2,198.78	2,185.19
净利润	5,270.73	5,514.73	5,525.16	5,484.39	5,443.61	5,402.84	7,759.63	6,718.73	6,677.95	6,637.11	6,596.33	6,555.56

从项目运行期第 1 年（计算期第 2 年）开始，中卫迎水桥 350MW 风光同场项目整体收益测算情况如下：

单位：万元

项目	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年
销售收入	12,457.13	12,421.92	12,386.76	12,351.55	12,316.34	12,281.13	12,245.92	12,210.72	12,175.51	12,140.30	12,105.09	12,069.88	12,034.67
风电收入	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60
光伏收入	8,722.53	8,687.32	8,652.16	8,616.95	8,581.74	8,546.53	8,511.32	8,476.11	8,440.90	8,405.69	8,370.48	8,335.27	8,300.06
销售税金附加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	131.13	189.39	188.84	188.29	187.74
总成本费用	10,958.37	10,743.69	10,529.02	10,314.35	10,249.44	10,079.72	9,865.05	9,650.38	9,435.71	9,370.80	9,380.88	9,199.42	9,021.32
增值税即征即退	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	242.75	242.75	242.75	242.75	242.75
利润总额	1,498.77	1,678.23	1,857.74	2,037.21	2,066.90	2,201.41	2,380.87	2,560.34	2,851.41	2,822.86	2,778.11	2,924.91	3,068.36
所得税	0.00	0.00	0.00	254.65	258.36	275.18	595.22	640.08	712.85	705.71	694.53	731.23	767.09
净利润	1,498.77	1,678.23	1,857.74	1,782.55	1,808.54	1,926.24	1,785.66	1,920.25	2,138.56	2,117.14	2,083.58	2,193.69	2,301.27

(续上表)

项目	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年	第 19 年	第 20 年	第 21 年	第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年	第 26 年
销售收入	11,999.51	11,964.30	11,929.09	11,893.88	11,858.67	11,823.46	11,788.25	8,018.44	7,983.23	7,948.02	7,912.86	7,877.65
风电收入	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	3,734.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
光伏收入	8,264.91	8,229.70	8,194.49	8,159.28	8,124.07	8,088.86	8,053.65	8,018.44	7,983.23	7,948.02	7,912.86	7,877.65
销售税金附加	187.19	186.64	186.09	185.54	185.00	184.45	183.90	125.09	124.54	123.99	123.44	122.89
总成本费用	8,840.90	8,658.36	8,457.29	8,457.29	8,457.29	8,457.29	8,099.06	1,426.84	1,426.84	1,426.84	1,426.84	1,426.84
增值税即征即退	242.75	242.75	242.75	242.75	242.75	242.75	242.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
利润总额	3,214.17	3,362.04	3,528.45	3,493.79	3,459.13	3,424.47	3,748.05	6,466.51	6,431.85	6,397.19	6,362.58	6,327.92
所得税	803.54	840.51	882.11	873.45	864.78	856.12	937.01	1,616.63	1,607.96	1,599.30	1,590.64	1,581.98
净利润	2,410.62	2,521.53	2,646.34	2,620.35	2,594.35	2,568.35	2,811.03	4,849.88	4,823.89	4,797.89	4,771.93	4,745.94

根据上表，本次募投项目实施后，预计上市公司的营业收入、净利润等业绩指标将进一步增加，盈利能力将持续提升，有利于进一步提升上市公司持续经营能力。

（五）募集资金拟投入项目的具体安排，如通过增资或借款的形式实施，盐池新能源少数股东是否同比例增资或提供贷款，增资价格或借款的主要条款或利率，是否存在损害上市公司利益的情形

本次募集配套资金总额不超过 52,421.08 万元，本次募集配套资金在扣除本次交易发行费用后拟投入项目的金额及项目公司相关情况如下：

单位：万元

序号	募集资金用途	拟投入募集资金	实施主体	电投新能源持股比例
1	盐池惠安堡750MW风光同场项目	27,727.54	盐池新能源	51%
2	中卫迎水桥350MW风光同场一期项目	24,693.54	中卫新能源	100%
合计		52,421.08	-	-

其中，盐池惠安堡 750MW 风光同场项目具体投入明细如下：

序号	工程或费用名称	总投资金额	拟使用募集资金投入金额
1	施工辅助工程	1,279.93	-
2	设备及安装工程	163,705.53	22,899.76
3	建筑工程	37,774.56	-
4	其他费用	26,676.49	-
5	基本预备费	2,294.36	-
6	330kV 升压站工程	19,280.00	-
7	330kV 外送线路工程	16,000.00	-
8	建设期利息	2,307.73	2,307.73
9	补充流动资金	2,520.05	2,520.05
合计		271,838.66	27,727.54

中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目具体投入明细如下：

序号	工程或费用名称	总投资金额	拟使用募集资金投入金额
1	施工辅助工程	439.21	-
2	设备及安装工程	73,764.86	22,490.68
3	建筑工程	14,238.79	-
4	其他费用	28,560.32	-
5	基本预备费	1,170.03	-

序号	工程或费用名称	总投资金额	拟使用募集资金投入金额
6	330kV 升压站工程	10,000.00	-
7	330kV 外送线路工程	5,000.00	-
8	建设期利息	996.86	996.86
9	补充流动资金	1,206.00	1,206.00
合计		135,376.08	24,693.54

根据《监管规则适用指引——上市类第1号》，募集配套资金用于补充公司流动资金、偿还债务的比例不应超过交易作价的25%；或者不超过募集配套资金总额的50%。本次募集配套资金拟投入45,390.44万元用于设备及安装工程，涉及补充流动资金或偿还债务规模为7,030.64万元，占本次交易作价及拟募集配套资金总额的比例为13.41%，符合《监管规则适用指引——上市类第1号》中关于募集配套资金用于补充公司流动资金、偿还债务比例的相关要求。

本次募集资金金额系投入新能源项目的资本金部分，募集资金到位后，上市公司拟对电投新能源进行增资，电投新能源以取得的上述增资款项对盐池新能源及中卫新能源进行实缴出资的方式将相应募集资金投入到项目公司。盐池新能源少数股东宁夏电投已对盐池新能源49%股权对应的注册资本进行认缴出资，将不晚于电投新能源完成相同比例的实缴出资，本次电投新能源向盐池新能源实缴出资不涉及宁夏电投新增同比例增资或借款，不存在损害上市公司利益的情形。

（六）如本次募集配套资金未能及时、足额募集，对上市公司、标的资产生产经营与财务状况的影响，并结合上市公司经营业绩、财务状况及融资能力等，说明建设募投项目的具体资金安排及保障措施

1、如本次募集配套资金未能及时、足额募集，对上市公司、标的资产生产经营与财务状况的影响

（1）对上市公司、标的资产生产经营的影响

如上市公司未能成功实施募集配套资金或实际募集资金金额小于募集资金用途的资金需求量，上市公司将通过自有或自筹资金解决资金缺口。目前盐池惠安堡750MW风光同场项目、中卫迎水桥350MW风光同场项目已开始使用自有及自筹资金支付部分前期款项，待本次募集配套资金到位后予以置换。

本次募投项目总投资的 20%为项目资本金（即募集资金投入部分），需以项目实施主体自有资金投入，剩余 80%利用银行贷款筹取，目前盐池新能源、中卫新能源已与银行申请到募投项目对应的贷款额度。如本次募集配套资金未能及时、足额募集，上市公司将采用自有货币资金、向关联方借款等方式筹集项目建设所需资本金部分，保证项目如期投产，保障上市公司生产经营活动的正常开展。因此，如本次募集配套资金未能及时、足额募集，将不会对上市公司生产经营构成重大不利影响。

（2）对上市公司、标的资产财务状况的影响

根据《备考审阅报告》，本次交易后，上市公司截至 2024 年 7 月 31 日货币资金余额为 15,646.26 万元，考虑到上市公司日常经营过程中需要留存一定量的货币资金以保持流动性，若本次募集配套资金未能成功实施或足额募集，上市公司现有货币资金将不足以覆盖盐池惠安堡 750MW 风光同场项目、中卫迎水桥 350MW 风光同场项目的资本金投资，上市公司需通过新的债务融资筹集资金以偿还现有到期债务，日常电费回款累计的经营资金可用于向募投项目出资，上市公司资产负债率、财务费用将进一步提升。

2、结合上市公司经营业绩、财务状况及融资能力等，说明建设募投项目的具体资金安排及保障措施

（1）本次交易完成后，上市公司经营业绩及财务状况

根据《备考审阅报告》，本次交易对上市公司主要财务指标的影响如下：

单位：万元

财务数据和指标	2024 年 7 月末/2024 年 1-7 月		2023 年末/2023 年度	
	交易前	交易后（备考）	交易前	交易后（备考）
资产总额	105,218.54	443,523.96	109,325.46	439,829.64
负债总额	55,361.95	329,876.73	55,195.56	332,416.73
归属于母公司所有者权益	44,124.46	110,926.17	48,481.61	104,776.86
营业收入	14,362.88	28,641.52	29,793.47	46,291.25
净利润	-4,222.34	5,044.78	-16,020.05	6,589.36
归属于母公司所有者的净利润	-4,311.54	4,954.38	-16,213.34	6,403.15

财务数据和指标	2024 年 7 月末/2024 年 1-7 月		2023 年末/2023 年度	
	交易前	交易后（备考）	交易前	交易后（备考）
资产负债率	52.62%	74.38%	50.49%	75.58%
归属于母公司所有者的每股净资产（元/股）	0.39	0.83	0.43	0.79
基本每股收益（元/股）	-0.04	0.04	-0.14	0.05

注：基本每股收益=归属于母公司所有者的净利润/本次资产重组完成前后总股本，以上交易完成后分析均未考虑配套融资的影响。

由上表可知，如果本次交易得以实施，上市公司总资产规模、净资产规模、净利润水平将明显增加，将改善上市公司经营业绩和财务状况。

（2）建设募投项目的具体资金安排及保障措施

本次募投项目总投资的 20%为项目资本金，需由项目实施主体以自有资金投入，剩余 80%利用银行贷款筹取，项目资本金与实际募集配套资金的差额部分，将由上市公司通过自有资金出资。根据《备考审阅报告》，上市公司截至 2024 年 7 月 31 日货币资金余额为 15,646.26 万元，募投项目合计所需电投新能源的资本金投入金额约 54,802.76 万元，考虑到上市公司日常经营过程中需要留存一定量的货币资金以保持流动性，若本次募集配套资金未能成功实施或足额募集，上市公司现有货币资金将不足以覆盖募投项目的资本金投资，但上市公司可以通过新的债务融资（如向宁国运或宁夏电投借款）筹集资金以偿还现有到期债务，日常电费回款累计的经营资金可用于向募投项目出资。

（七）电投新能源与宁夏电投之间关联交易的必要性和公允性，本次交易是否会导致新增严重影响上市公司独立性的关联交易

1、电投新能源与宁夏电投之间关联交易的必要性和公允性

由于募投项目总投资额较大，为解决募投项目资金问题，便于项目尽快实施，电投新能源与宁夏电投共同投资设立子公司，并向宁夏电投借款。此外，2024 年 12 月，宁国运将所持宁国运新能源（灵武）有限公司 41%控股权转让给电投新能源，电投新能源需出资 29,930.00 万元，以实施 100 万千瓦光伏硅基绿电园区新能源复合项目等新能源项目，电投新能源因现阶段自有资金难以在短期内支付上述股权出资款，因此向宁国运借款，并由宁夏电投提供连带责任保证担保。上

述共同投资、借款及担保具有必要性和公允性，具体如下：

（1）电投新能源与宁夏电投共同投资设立子公司的必要性和公允性

2024 年 9 月，电投新能源与宁夏电投共同投资设立盐池新能源，盐池新能源注册资本 60,000 万元，其中，电投新能源出资 30,600 万元，宁夏电投出资 29,400 万元。电投新能源与宁夏电投的上述共同投资构成关联交易。

该项共同投资的必要性如下：

①募投项目资本金需求较大。盐池新能源系募投项目盐池惠安堡 750MW 风光同场项目的实施主体。根据《国务院关于调整和完善固定资产投资项目资本金制度的通知》（国发〔2015〕51 号）《国务院关于加强固定资产投资项目资本金管理的通知》（国发〔2019〕26 号）等规定，电力行业固定资产投资项目的最低资本金比例为 20%。盐池惠安堡 750MW 风光同场项目的投资总额约 271,838.66 万元，投资规模较大，以 20%最低资本金比例测算，该项目资本金金额约为 54,367.73 万元，资金需求较大；

②自有资金和募集配套资金难以完全满足该募投项目资金需求。截至 2024 年 7 月末，标的公司货币资金余额为 12,870.66 万元。根据《备考审阅报告》，本次交易模拟实施后上市公司 2024 年 7 月末的货币资金余额为 15,646.26 万元。因此，标的公司自有资金和交易后上市公司自有资金难以满足该募投项目资金需求。为满足该项目资金需求，本次募集配套资金拟使用 27,727.54 万元用于该项目。但使用募集资金后该项目资本金仍有一定缺口。

因此，为解决盐池惠安堡 750MW 风光同场项目资本金需求问题，便于项目尽快实施，电投新能源与宁夏电投共同投资设立盐池新能源具有必要性。

电投新能源和宁夏电投共同投资盐池新能源，由双方按照权益比例进行出资，出资价格为 1 元/元注册资本，因此该项共同投资的关联交易价格具有公允性。

（2）电投新能源向宁夏电投借款的必要性和公允性

电投新能源因募投项目向宁夏电投借款的具体情况如下：

单位：万元

关联方	拆借金额	起始日	到期日	利息金额	利率
宁夏电投	2,000.00	2024/9/30	2024/12/20	13.50	3.00%
	8,700.00	2024/10/28	2024/12/20	38.43	3.00%

2024 年 9 月、10 月，电投新能源分别向宁夏电投借款 2,000.00 万元、8,700.00 万元，主要系标的公司 2024 年 7 月末货币资金余额为 12,870.66 万元，且日常经营过程中需要留存一定量的货币资金以保持流动性，自有资金难以直接满足募投项目中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目相关土地租赁款、植被恢复保证金、耕地占用税等支付需要，而银行贷款审批尚需一定时间，因此为保证募投项目快速实施而向关联方宁夏电投进行短期拆借，该项借款具有必要性。截至 2024 年 12 月末，电投新能源已归还上述借款。

2024 年 9 月、10 月，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 分别为 3.35%、3.10%。电投新能源因募投项目向宁夏电投的借款利率为 3.00%，与一年期贷款市场报价利率 LPR 较为接近，借款利率具备公允性。

（3）电投新能源向宁国运借款的必要性和公允性

电投新能源向宁国运借款的具体情况如下：

单位：万元

关联方	拆借金额	起始日	到期日	利率
宁国运	29,930.00	2024 年 12 月	2025 年 12 月	3.20%

2024 年 12 月，电投新能源与宁国运签署《借款合同》，约定向宁国运借款 29,930.00 万元并由宁夏电投提供连带责任保证担保，主要系电投新能源根据《宁国运新能源（灵武）有限公司章程》需在 2025 年 1 月底前完成对宁国运新能源（灵武）有限公司的实缴出资 29,930.00 万元，以实施 100 万千瓦光伏硅基绿电园区新能源复合项目。现阶段电投新能源自有资金难以在短期内支付上述股权出资款，因此向宁国运进行拆借并由宁夏电投提供连带责任保证担保，该项借款及担保具有必要性。2024 年 12 月 19 日，电投新能源根据上述借款合同向宁国运借款 5,000.00 万元。截至本问询回复出具之日，上述借款尚未归还。

2024 年 12 月，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 为 3.10%，电投新能源向宁夏电投的借款利率为 3.20%，与一年期贷款市场报价利率 LPR 较为接近，借款利率具备公允性。

2、本次交易是否会导致新增严重影响上市公司独立性的关联交易

(1) 本次交易前后的关联交易变化情况

本次交易完成后，电投新能源将成为上市公司的控股子公司。本次交易前后，上市公司主要关联交易的变化情况如下：

单位：万元

项目	2024年1-7月		2023年度	
	交易前	交易后	交易前	交易后
出售商品/提供劳务	-	-	-	-
占营业收入比例	-	-	-	-
采购商品/接受劳务	861.10	1.68	268.18	6.24
占营业成本比例	6.18%	0.01%	0.90%	0.03%

由上表可知，本次交易后，上市公司不存在出售商品/提供劳务的关联交易，采购商品/接受劳务的关联交易金额和占比均较交易前下降。

(2) 因募投项目实施和向控股子公司出资新增的关联交易

基于自治区发改委出具的《关于加快推进 3GW 新能源项目建设的函》，电投新能源已取得 1.1GW 新能源项目指标，并拟将其作为募投项目实施，募投项目规模已超过电投新能源现有新能源发电累计并网规模。由于募投项目总投资额较大，本次交易的募集资金规模难以满足全部资本金需求，为解决募投项目资金问题，便于募投项目尽快实施，2024 年 9 月，电投新能源与宁夏电投共同投资设立盐池新能源。上述关联交易具有必要性，双方在合资公司中的出资价格具备公允性，对上市公司独立性未产生重大不利影响。

同时，因电投新能源及其子公司支付中卫迎水桥 350MW 风光同场一期项目（募投项目）相关土地租赁款、植被恢复保证金、耕地占用税等费用需要，电投新能源分别于 2024 年 9 月、2024 年 10 月向宁夏电投借款 2,000 万元、8,700 万元，借款年化利率均为 3.00%。上述关联交易具备必要性，关联借款的借款利率具备公允性，且关联借款已归还，对上市公司独立性未产生重大不利影响。

此外，因电投新能源向子公司宁国运新能源（灵武）有限公司实缴出资并实施新能源项目需要，电投新能源 2024 年 12 月向宁国运借款并由宁夏电投提供连带责任保证担保，借款年利率为 3.20%，上述关联交易具备必要性，关联借款的借款利率具备公允性，对上市公司独立性不会构成重大不利影响。

综上所述，本次交易后，上市公司主要的关联交易金额和占比总体均较交易前下降，因募投项目实施新增的关联交易具备必要性和公允性且关联借款已归还，因向子公司实缴出资新增的关联交易具备必要性和公允性。本次交易后，上市公司不会新增严重影响上市公司独立性的关联交易。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅本次募投项目的可行性研究报告；查阅标的公司已建成项目的可行性研究报告；查阅可比公司风电、光伏项目投资金额，分析与募投项目单位投资金额是否存在显著差异。

2、查阅募投项目的发改核准文件、环评批复、土地选址意见书及预审意见；查阅募投项目租赁用地签署的租赁合同、出租方出具的确认文件，查阅募投项目主管自然资源局出具的土地办证无障碍证明；访谈标的公司管理层，了解募投项目实施进展；**查阅电力业务许可证、用水权证办理流程及要求的相关法律法规。**

3、查阅宁夏地区新能源项目的并网政策，通过网络公开渠道查询宁夏地区电力供给和需求情况、弃风弃光率数据、下游电网消纳能力等信息，分析募投项目新增电量消化措施可行性。

4、通过网络公开渠道查询宁夏地区关于并网许可、电价调控、项目补贴等政策的变化情况，查阅《置入资产评估报告》，分析募投项目可行性研究报告效益测算核心假设合理性，分析募投项目实施对上市公司经营业绩的影响。

5、查阅盐池新能源、中卫新能源的公司章程；访谈标的公司管理层，了解盐池新能源、中卫新能源的实缴出资计划。

6、访谈标的公司管理层，了解募投项目的资金筹措安排。

7、访谈标的公司管理层，了解电投新能源与宁夏电投设立合资公司的背景；查阅《置入资产审计报告》《备考审阅报告》、电投新能源与宁夏电投及宁国运签署的借款合同、担保合同，查阅电投新能源收到借款的银行回单和还本付息的银行回单等，查询贷款市场报价利率（LPR），并与电投新能源借款利率进行比较。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、本次募投项目投资规模具备合理性。

2、盐池惠安堡项目租赁土地承租方已由电投新能源变更为盐池新能源；截至本问询回复出具日，募投项目已取得发改核准、环评批复等现阶段必要的审批程序，募投项目自有用地正在履行相应的审批程序，用地报批流程正常，募投项目不存在用地无法落实的风险，符合《监管规则适用指引——发行类第6号》关于募投用地的相关规定；**由于募投项目尚处于拟建阶段，相关建设用地规划许可证、建设工程规划许可证及建筑工程施工许可证等正在按照正常办证流程办理中；根据相关法律法规的规定，电力业务许可证并非募投项目开工的前提条件，而是项目建设达到一定条件及试运行后方可提交申请；由于募投项目发电设施并非取水设施，用水权证并非募投项目电力设施开工的前提条件，募投项目实施主体后续将根据项目的实际需要，如涉及取水设施建设的，将根据取水设施涉及的取水位置，在建设取水设施开工前提前向主管部门申请办理取水许可证（或用水权证）；预计募投项目的实施不存在重大不确定性。**

3、募投项目及时取得电网公司的并网许可预计不存在重大不确定性，本次募投项目新增发电量消化措施具备有效性，预计可达到预期利用率水平。

4、募投项目效益预测合理审慎，与收益法评估过程中的预测指标不存在重大差异，募投项目实施后预计上市公司营业收入及净利润将进一步增加。

5、募集资金到位后，上市公司拟对电投新能源进行增资，电投新能源以取得的上述增资款项对盐池新能源及中卫新能源进行实缴出资的方式将相应募集资金投入到项目公司，电投新能源向盐池新能源实缴出资不涉及宁夏电投新增同比例增资或借款，不存在损害上市公司利益的情形。

6、如本次募集配套资金未能及时、足额募集，将不会对上市公司、标的公司生产经营构成重大不利影响，上市公司需通过新的债务融资筹集资金以偿还现有到期债务，日常电费回款累计的经营资金可用于向募投项目出资，预计上市公司资产负债率、财务费用将进一步提升。

7、电投新能源与宁夏电投、宁国运的关联交易具有必要性和公允性，本次交易不会导致新增严重影响上市公司独立性的关联交易。

其他事项说明

请上市公司全面梳理“重大风险提示”各项内容，突出重大性，增强针对性，强化风险导向，按照重要性进行排序。

同时，请上市公司关注重组申请受理以来有关该项目的重大舆情等情况，请独立财务顾问对上述情况中涉及该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、梳理重大风险提示

上市公司已全面梳理“重大风险提示”各项内容，突出重大性，增强针对性，强化风险导向，并按照重要性对“重大风险提示”各项内容进行排序。

二、请上市公司关注重组申请受理以来有关该项目的重大舆情等情况，请独立财务顾问对上述情况中涉及该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）本次重组申请受理以来有关该项目的重大舆情等情况

上市公司本次重组申请于 2024 年 12 月 14 日获深圳证券交易所受理，自本次重组申请受理至本问询回复出具日，上市公司持续关注媒体报道，通过网络检索等方式对本次重组涉及的相关媒体报道情况进行了核查。经自查，相关媒体报道不存在对项目信息披露真实性、准确性、完整性提出质疑的情况，不存在重大舆情情况。

（二）中介机构核查程序和核查意见

1、核查程序

通过网络检索等方式对自上市公司本次重组申请受理日至本回复出具日相关媒体报道的情况进行了检索核查，并对检索获得的媒体报道内容进行阅读和分

析。

2、核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

自本次重组申请受理至本问询回复出具日，相关媒体报道不存在对项目信息披露真实性、准确性、完整性提出质疑的情况，不存在重大舆情情况。

（本页无正文，为《招商证券股份有限公司关于深圳证券交易所<关于宝塔实业股份有限公司发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函>回复之专项核查意见》之签章页）

独立财务顾问主办人：

于 泽

李 杰

法定代表人（或授权代表）：

刘 波

招商证券股份有限公司

年 月 日