

利安达会计师事务所（特殊普通合伙）
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》的回复
（修订稿）

**利安达会计师事务所（特殊普通合伙）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》
的回复**

利安达综字[2025]第0001号

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》”）。利安达会计师事务所（以下简称“会计师”或“利安达”）会同上市公司、电投新能源有限公司（以下简称“标的公司”、“电投新能源”）及其他中介机构对《问询函》有关问题进行了认真分析和核查，现就有关需要会计师发表明确核查意见的问题回复如下：（以下编号不连续，按审核问询函问题的编号回复）

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1.关于交易方案及整合管控.....	2
问题2.关于拟保留资产的情况.....	15
问题5.关于标的资产的情况.....	23
问题6.关于标的资产的业务与收入.....	38
问题7.关于标的资产的应收账款和固定资产.....	66
问题9.关于标的资产的成本费用.....	92
问题10.关于上市公司.....	103
问题13.关于关联交易.....	121
问题14.关于募投项目.....	126

问题1.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

（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案》	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

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
				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。
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。

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
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能源消纳工作的通知》	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。

序号	政策名称	发布部门	发布时间	相关内容
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式开发并举、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，对于储能的市场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，根据宁夏回族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。根据国家发展改革委发布的《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，但未在规定的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。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

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。

（二）核查结论

经核查，会计师认为：

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。

问题2.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
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%

项目	2021年主要参数	2022年主要参数	2023年主要参数
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①	27,533.28	27,533.28	27,533.28
商誉减值测试准备余额②	15,071.95	12,790.14	11,896.11
商誉的账面价值③=①-②	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	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⑤=④+③	16,615.10	19,657.51	20,849.56
资产组的账面价值⑥	216.81	210.31	234.49
包含整体商誉的资产组的账面价值⑦=⑤+⑥	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）⑧	9,295.89	16,825.41	19,892.00
商誉减值损失（大于0时）⑨=⑦-⑧	7,536.03	3,042.41	1,192.04
上市公司商誉减值金额（⑨*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、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；
- 2、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；
- 3、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；
- 4、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；
- 5、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；
- 6、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。
- 7、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；
- 8、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。

（二）核查意见

经核查，会计师认为：

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部控制制度，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。

问题5.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”等其他违法违规情形，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

（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

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（详见卖方需提供的技术文件清单）；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电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。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、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；

2、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；

3、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；

4、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》。

（二）核查意见

经核查，会计师认为：

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。

问题6.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

认可可再生能源补贴，2 个项目属于平价上网项目，未认可可再生能源补贴。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
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	光伏发电	太阳山光伏电站一期	10	否，平价上网项目
7		太阳山光伏电站二期	20	
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]106 7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	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	/	/

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
								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）				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	10	关于公布可 再生能源电 价附加资金 补助目录（	财建 [2012]106 7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	1.15	0.2595	0.8905	是，已纳 入第一批 可再生能 源发电补	国网新能 源云网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject

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
期		第三批）的 通知						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 ）				贴合规 项目清单		
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	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 源网站	https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject

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
								[2020]64号)						

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目的补贴电价。

（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

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

证券简称	证券代码	收入确认的具体方法
		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。

公司简称及股票代码	项目类型及状态	补贴收入确认
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24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	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	是

收入准则相关规定	电投新能源的具体情况	是否符合
提供劳务相关的权利和义务：	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。	
（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。	是
（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。

二、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。

（二）核查意见

经核查，会计师认为：

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，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。

问题7. 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）、《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号）	0.56	0.2595	0.3005
太阳山风电场五六期	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	0.2722	0.2595	0.0127

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
		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）			

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

可比公司	组合类别	确定依据	减值方法
			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、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，结合当前状况以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证券，已获得深交所上市审核委员会	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
	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	山东泰开箱变有限公司	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
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

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)
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
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

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)
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

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	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

核查内容	执行的核查程序	获取的核查证据
	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。	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。

二、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，会计师认为：

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9.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
太阳山风电场五六级	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
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

序号	证券简称	证券代码	转固政策
			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

序号	项目名称	装机容量（MW）	投运时间
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，会计师认为：

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10.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

（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

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
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

项目	2024.6.30		
	更正前	更正金额	更正后
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
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。

二、中介机构核查程序和核查意见

（一）核查程序

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》。

（二）核查意见

经核查，会计师认为：

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。

问题13.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，标的公司与国网宁夏的结算电价系银川热电与国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电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，会计师认为：

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14.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（	静态投资	单位投资
----	------	------	-------	------	------

			MW)	总额 (万元)	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

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)
	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48MW分散式风电项目	新疆维吾尔自治区	2023年	97	56,234.46	5.80
	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
三峡能源	蒙西基地库布其200万千瓦光	内蒙古自治区	2022年	2,000	1,115,305.95	5.58

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)
	伏治沙项目	区				
	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 光伏： 100	176,562.02	5.89
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

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
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

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
	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费计算标准》（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

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
	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。

（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
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。

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、访谈标的公司管理层，了解募投项目的资金筹措安排。

（二）核查意见

经核查，会计师认为：

1、本次募投项目投资规模具备合理性。

2、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。

（本页无正文，为《利安达会计师事务所（特殊普通合伙）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>的回复》之签章页）

利安达会计师事务所（特殊普通合伙）

中国注册会计师

（项目合伙人）：

_____ 陈虹

中国 北京

中国注册会计师：

_____ 张英昌

年 月 日