

国泰海通证券股份有限公司

关于

内蒙古蒙电华能热电股份有限公司

发行股份及支付现金购买资产并募集配套

资金暨关联交易申请的审核问询函回复

之核查意见

（二次修订稿）

独立财务顾问



国泰海通证券股份有限公司
GUOTAI HAITONG SECURITIES CO., LTD.

二〇二五年十二月

上海证券交易所：

按照贵所于 2025 年 8 月 14 日下发的《关于内蒙古蒙电华能热电股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易申请的审核问询函》（上证上审（并购重组）〔2025〕63 号）（以下简称“问询函”）的要求，国泰海通证券股份有限公司（以下简称“国泰海通”“独立财务顾问”）作为内蒙古蒙电华能热电股份有限公司（以下简称“公司”、“上市公司”或“内蒙华电”）的独立财务顾问，就问询函所列问题逐项进行了认真核查与落实，现就相关问题作出书面回复如下。

除非文义另有所指，本问询函回复中的简称与《内蒙古蒙电华能热电股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书(草案)》（以下简称“重组报告书”）中的释义具有相同涵义。

本问询函回复部分表格中单项数据加总数与表格合计数可能存在微小差异，均因计算过程中的四舍五入所形成。

本问询回复的字体代表以下含义：

类别	字体
问询函所列问题	黑体（加粗）
问询函所列问题的回复	宋体
对重组报告书的补充披露、修改	楷体（加粗）

目 录

问题 1.关于交易目的	3
问题 2.关于交易方案	24
问题 3.关于同业竞争	46
问题 4.关于关联交易	59
问题 5.关于收益法收入和成本预测	91
问题 6.关于收益法其他评估事项	138
问题 7.关于市场法评估	173
问题 8.关于标的公司收入	179
问题 9.关于标的公司成本与费用	193
问题 10.关于标的公司毛利率和盈利水平	231
问题 11.关于标的公司偿债能力.....	245
问题 12.关于标的公司采购与供应商	255
问题 13.其他	285

问题 1. 关于交易目的

重组报告书披露，（1）上市公司的主营业务为以火电为主的发电、供热业务以及风电和太阳能等为主的新能源发电业务，并经营煤炭生产及销售等业务；（2）标的公司主要从事风力发电投资开发和运营管理；（3）本次收购有利于提升上市公司清洁能源占比，降低对传统火电业务的依赖，对冲火电业务盈利波动的风险，协同效应显著；（4）根据华能集团前期公开承诺及战略规划，华能国际作为常规发电业务唯一整合平台，华能新能源作为华能集团风电等新能源业务最终整合的唯一平台；（5）上都火电系上市公司控股子公司，报告期内标的公司委托上都火电进行管理，并支付委托运营服务和并网技术服务费用，按照各电站装机容量进行分摊管理人员成本。

请公司披露：（1）上市公司在华能集团内部的业务定位，全面梳理华能集团对于旗下常规能源和新能源业务的整体规划安排和相关承诺，本次重组与相关承诺安排是否一致，是否符合《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，进一步分析本次交易的必要性和合理性；（2）结合相关协议条款，分析委托管理的背景和原因、具体运作方式、各方在委托关系中的权利义务，委托管理与本次交易是否为一揽子安排；（3）相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因，前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担，委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性，对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形；（4）本次交易协同效应的具体体现；（5）结合前述回复内容与标的公司的行业地位、业务技术、核心竞争力、经营业绩等，分析本次交易目的，是否有利于提高上市公司质量；（6）本次交易后上市公司拟采取的详细整合管控措施。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请律师对（1）（2）核查并发表明确意见，请会计师、评估师对（3）核查并发表明确意见。

答复：

一、上市公司在华能集团内部的业务定位，全面梳理华能集团对于旗下常规能源和新能源业务的整体规划安排和相关承诺，本次重组与相关承诺安排是否一致，是否符合《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，进一步分析本次交易的必要性和合理性

（一）上市公司在华能集团内部的业务定位，全面梳理华能集团对于旗下常规能源和新能源业务的整体规划安排和相关承诺

中国华能对于内蒙华电的业务定位以及对于旗下常规能源和新能源业务的整体规划安排和相关承诺情况如下表所示：

主体	业务定位	业务定位相关承诺/协议	承诺方	承诺/协议主要内容	承诺/协议签署背景
内蒙华电	北方公司煤电一体化等业务的最终整合平台	《关于避免与内蒙华电同业竞争问题有关事项的函》（2011年出具） 《关于避免同业竞争的承诺函》（2017年出具）	北方公司	1、将内蒙华电作为北方联合电力有限责任公司煤电一体化等业务的最终整合平台，逐步将满足注入上市公司条件的相关业务和资产注入内蒙华电； 2、北方公司拟注入内蒙华电的资产需同时满足以下条件： （1）拟注入资产不出现内蒙华电预测的盈利能力下滑等不利变动趋势，（2）拟注入的资产必须符合国家法律、法规、部门规章及监管机构的规定，不存在产权权属不完善或项目投资审批手续存在瑕疵等情况，（3）资产注入后，须有利于提高内蒙华电资产质量、增强内蒙华电持续盈利能力及改善其的财务状况，其中内蒙华电的每股收益或净资产收益率须呈增厚趋势； 3、北方公司在项目开发、投资、建设等方面优先支持内蒙华电； 4、北方公司将继续履行之前作出的各项承诺，以支持内蒙华电的持续稳定发展。	2006年，北方公司成为内蒙华电控股股东时出具承诺“逐步利用内蒙华电发行股票、债券募集资金收购同一电网内其他合适的北方联合电力所属发电厂或机组，逐步减少其与内蒙华电的同业竞争”。 2006年，内蒙华电实施股权分置改革，控股股东北方公司承诺“将按照国家关于提高上市公司质量的有关精神，继续支持内蒙华电的发展；通过支持其收购优质资产等具体措施，增强该公司的核心竞争力和盈利能力”。 2011年，根据中国证券监督管理委员会内蒙古监督局《关于对内蒙古蒙电华能热电股份有限公司解决同业竞争问题的意见函》（内证监函〔2010〕178号）要求，为支持内蒙华电业务发展，避免同业竞争，北方公司出具承诺，将内蒙华电作为北方公司煤电一体化等业务的最终整合平台，并在2017年进一步细化了相关承诺。 北方公司相关承诺出具均得到中国华能认可。
华能国际电力股份有限公司（以下简称“华能国际”）	中国华能常规能源业务的最终整合的唯一平台	《关于中国华能集团公司进一步避免与华能国际电力股份有限公司同业竞争有关事项的承诺》（2010年出具，2014年进一步规范）	中国华能	1、将华能国际作为中国华能常规能源业务最终整合的唯一平台； 2、对于中国华能位于山东省的常规能源业务资产，中国华能承诺在2016年年底前，将该等资产在盈利能力改善且符合注入上市公司条件（资产、股权权属清晰，注入以后不会降低华能国际每股收益，无重大违法违规事项，国有资产保值增值，参股股东放弃优先受让权）时注入华能国际。中国华能在山东省开发、收购、投资新的常规能源项目时，华能国际具有优先选择权； 3、对于中国华能在其他省级行政区域内的非上市常规能源业务资产，中国华能承诺在2016年年底前，将该等资产在符合注入上市公司条件（资产、股	2001年，华能国际首次公开发行A股时其控股股东华能国际电力开发公司承诺，“华能开发处置电厂时，公司在是否购置方面具有优先选择权；在开发30万千瓦以上的燃煤电厂时，公司在重组协议的条款及条件下为唯一开发人；对于30万千瓦以下或其它电厂，除非公司书面表示无意对其进行开发，否则开发权也属于公司；华能开发同时表示，在中国境内从事电力开发业务方面，华能开发将不会与公司进行竞争。” 2001年，华能国际首次公开发行A股时，中国华能亦承诺，中国华能在转让其电力资产、权益以及开发电力项目时，华能国际具有优先选择权，但在当时中国华能并未承诺将华能国际作为其常规能源

主体	业务定位	业务定位相关承诺/协议	承诺方	承诺/协议主要内容	承诺/协议签署背景
				权权属清晰，注入以后不会降低华能国际每股收益，无重大违法违规事项，国有资产保值增值，参股股东放弃优先受让权）时注入华能国际，以支持华能国际的持续稳定发展； 4、中国华能将继续履行之前作出的支持下属上市公司发展的各项承诺。	业务最终整合的唯一平台、中国华能也并未控股北方公司。 2010年，为支持华能国际业务的进一步发展，中国华能出具相关承诺，将华能国际作为中国华能常规能源业务最终整合的唯一平台，但考虑中国华能旗下拥有数家能源类上市公司，相关承诺也明确中国华能将继续履行之前作出的支持下属各家上市公司发展的各项承诺。
华能新能源股份有限公司（以下简称“华能新能源”）	中国华能风电等新能源业务最终整合的唯一平台	《中国华能集团公司与华能新能源股份有限公司之避免同业竞争协议》（2010年签署）	中国华能	1、确认华能新能源是中国华能以风电业务为主、适时开发太阳能发电等多种新能源业务的核心平台； 2、对于协议中约定的风力发电等业务，华能新能源享有新业务机会选择权、业务优先受让权等权利； 3、若华能新能源股份终止在香港联合交易所有限公司或其他国际认可的证券交易所上市，则协议终止。 4、鉴于中国华能下属上市公司受到适用的相关监管规则约束，协议约定的避免同业竞争范围不包含中国华能下属上市公司所从事的业务。	华能新能源在香港联合交易所有限公司（以下简称“香港联交所”）主板上市前，为了避免中国华能与华能新能源产生同业竞争事宜，双方签署相关协议。

1994 年，内蒙华电上市时，控股股东为内蒙古电力总公司，后内蒙古电力总公司将其经营的内蒙古自治区所属全部发电资产（含内蒙华电股权）作为出资设立内蒙古电力投资有限责任公司（以下简称“内电投资”）；2004 年北方公司成立，内电投资以其拥有的全部发电资产(含内蒙华电股权)作为出资并成为北方公司控股股东；2005 年，北方公司实施股权重组、华能集团成为北方公司控股股东。内蒙华电成立时间及上市时间早于北方公司控股内蒙华电的时间，也早于华能集团控股北方公司并成为内蒙华电实际控制人的时间；华能集团成为内蒙华电实际控制人后，在进行集团内下属公司业务定位及整体规划时，认可并尊重内蒙华电及北方公司已有的业务现状。

因此，华能集团对于内蒙华电、华能国际、华能新能源的业务定位分别为北方公司煤电一体化等业务的最终整合平台、华能集团常规能源业务最终整合的唯一平台、华能集团风电等新能源业务最终整合的唯一平台，但华能集团在签署关于华能国际、华能新能源业务定位的相关承诺和协议时，均通过设置例外条款的方式保障包括内蒙华电在内的其他已上市公司的权利。华能集团根据上述对于内蒙华电、华能国际、华能新能源的业务定位进行相关业务的整体规划和安排，但由于上述例外条款的存在以及华能集团对于内蒙华电及北方公司已有业务现状的认可和尊重，北方公司拟注入内蒙华电的资产不属于华能集团计划整合注入华能国际、华能新能源的资产范围之内。本次重组符合中国华能整体业务规划与安排。

（二）本次重组与相关承诺安排是否一致，是否符合《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定

根据中国华能此前对于旗下常规能源业务的整体规划安排，中国华能最早于 2010 年对华能国际出具承诺、明确中国华能将华能国际作为其常规能源业务最终整合的唯一平台，但是，相关承诺中也一并明确，中国华能将继续履行之前作出的支持下属上市公司（包括内蒙华电在内）发展的各项承诺。而在 2006 年，北方公司就曾作出承诺，“逐步利用内蒙华电发行股票、债券募集资金收购同一电网内其他合适的北方联合电力所属发电厂或机组，逐步减少其与内蒙华电的同业竞争”，因此北方公司向内蒙华电注入优质资产并不违反中国华能对于华能国际的相关承诺；此外，本次重组标的资产经营风电新能源业务，不属于中国华能

此前承诺的以华能国际为平台进行最终整合的业务类别。

根据中国华能此前对于旗下新能源业务的整体规划安排和相关承诺情况，中国华能将华能新能源作为其风电等新能源业务最终整合的唯一平台，但是与此相关的避免同业竞争协议自华能新能源股份终止在香港联交所或其他国际认可的证券交易所上市时终止，2020 年，华能新能源自香港联交所退市，目前为非上市公司，中国华能此前与华能新能源约定的将其作为风电新能源业务整合平台的相关协议已然失效，因此，本次重组并未违反中国华能对于华能新能源的相关承诺。

综上，本次重组与中国华能对于旗下常规能源和新能源业务的整体规划安排一致。本次重组未违反中国华能对于相关上市公司作出的承诺，符合《上市公司监管指引第 4 号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定。

（三）进一步分析本次交易的必要性和合理性

1、本次交易的必要性

（1）本次交易有助于提升公司清洁能源占比，实现公司战略目标

近年来，公司大力推进能源结构转型，低碳清洁能源比例不断提高。本次收购正蓝旗风电和北方多伦有利于提升公司清洁能源占比，符合国家“双碳”战略及公司“坚持购建并举，全面落实清洁能源转型”的发展战略。

（2）本次交易有助于公司做强主业，增厚公司业绩，提升整体竞争力及可持续发展能力

内蒙古自治区风能资源丰富，公司在多年的风力发电业务运行过程中积累了丰富的业务经验及管理经验。本次收购有助于公司持续提升资产规模和质量，进一步提升清洁能源的装机规模及占比，在国家大力推动新能源的政策背景下，清洁能源的装机规模增加有利于保障公司的可持续发展。

本次交易完成后，标的公司纳入内蒙华电财务报表合并范围，将提升内蒙华电的资产规模、营业收入和净利润水平，并进一步提高内蒙华电的竞争力及资本市场投资价值，为全体股东创造收益。

（3）本次交易有助于对冲公司火电业务的盈利波动风险

公司作为内蒙古地区重要的综合性能源企业，火电业务在公司整体业务中占

据重要地位。火电业务的盈利波动主要受煤炭价格和市场化电价的影响。煤炭作为火电的主要燃料，其价格波动直接关系到火电企业的成本。近年来，煤炭价格的波动时常导致火电企业的燃料成本不稳定，进而影响了火电业务的盈利能力。本次交易完成后，公司新能源装机规模将显著提升，有助于公司进一步优化业务结构，降低对传统火电业务的依赖，对冲火电业务盈利波动的风险。

2、本次交易的合理性

（1）中国华能引领旗下各企业在其具备竞争优势的地域积极发展风电项目

由于近年来的快速发展，我国优质风电资源日益稀缺、且优质风电项目审批门槛越来越高。因此，中国华能引领旗下各企业在其具备竞争优势的地域积极发展、争取风电项目，以期在争取优质风电项目的过程中更具竞争优势。内蒙华电在内蒙古自治区深耕电力业务多年、综合实力较强；通过本次交易将优质风电资产注入内蒙华电，能够有效增强内蒙华电在内蒙古风电业务竞争力，有助于公司后续在内蒙古区域内争取更多优质风电项目。

（2）本次交易是控股股东支持上市公司持续稳定发展的具体举措

中国华能对于内蒙华电的业务定位并不排斥公司积极发展新能源业务，并且北方公司也承诺支持内蒙华电的持续稳定发展。近年来，我国着力构建以新能源为主体的新型电力系统，内蒙华电也适时调整公司发展战略，提出“坚持购建并举，全面落实清洁能源转型”。在此背景下，内蒙华电收购北方公司优质风电新能源资产，一方面，是对公司发展战略的贯彻执行，并有利于提升上市公司资产质量及盈利能力；另一方面，也是北方公司作为控股股东支持上市公司持续稳定发展的具体举措。

综上，本次交易具有必要性和合理性。

二、结合相关协议条款，分析委托管理的背景和原因、具体运作方式、各方在委托关系中的权利义务，委托管理与本次交易是否为一揽子安排

（一）委托管理的背景和原因

1、委托管理主要出于提高人员利用效率和降本增效考虑

主体基础方面，上都风电项目规划建设前，上都火电已于内蒙古自治区锡林郭

勒盟投产运营 6 台火电机组，装机容量合计达 3,720MW。该等火电机组实际运营主体为上都发电公司、上都第二发电公司。经过长期运营积淀，上都火电已搭建起涵盖经营管理、党建、人力、财务等全链条的成熟管理架构，拥有经验丰富的专业管理团队及完善的日常管理体系，具备提供标准化、专业化管理服务的能力。

从项目关联来看，标的公司坐落于上都火电附近，其中正蓝旗风电距上都火电约 20 公里，北方多伦风电距上都火电约 30 公里，地理空间上的邻近性为管理资源共享创造了天然条件。标的公司与上都火电虽分别聚焦风力发电与火力发电业务，但核心经营模式均围绕电力生产运营展开，在日常经营管理、合规风控等核心环节具有相似性。

基于上述背景，出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理等服务。在成本分摊方面，双方按照装机容量比例分配管理人员薪酬等服务成本，既避免了标的公司另行组建管理团队产生的前期投入与运营成本，又通过人员资源的集约化利用提升了管理效率，同时依托上都火电成熟的管理体系保障了标的公司运营的稳定性，实现了降本、增效、稳运营的多重目标。

2、委托管理符合行业惯例

在电力行业尤其是新能源发电领域，通过委托成熟主体提供管理服务以优化资源配置、降低运营成本已成为普遍做法。例如，与标的公司同属电力行业的华电新能（600903.SH）、浙江新能（600032.SH）等上市公司，均根据自身业务发展需要采用委托运营、委托管理等模式，充分印证了该模式的行业适用性。

综上，标的公司委托上都火电进行日常管理，既基于双方的地理位置接近特点实现了降本增效，又契合行业通行做法，具备充分的合理性与可行性。

（二）委托管理的具体运作方式、双方在委托关系中的权利义务

1、具体运作方式

根据《委托日常管理服务协议》，其主要内容约定如下：

交易各方	委托方：正蓝旗风电（甲方）；北方多伦（乙方） 受托方：上都发电公司（丙方1）、上都第二发电公司（丙方2）
服务内容	丙方为甲方、乙方提供日常经营业务支持服务，包括：经营管理、综合管理、党建管理、人力资源管理、财务核算、纪检监督、工会管理、营销管理等服务

服务期限	2023年1月1日至2025年12月31日
交易价格及定价依据	丙方管理人员同时承担甲方、乙方的经营管理，而相应的人工成本在丙方一家列支；因甲方、乙方和丙方各自装机容量不同，提供服务的数量和工作量存在差异，故按照三方各自装机容量进行分配，具体为： 1、甲方委托服务费=管理人员薪酬总额×（甲方装机容量/甲方、乙方及丙方总装机容量） 2、乙方委托服务费=管理人员薪酬总额×（乙方装机容量/甲方、乙方及丙方总装机容量）

2、交易各方权利义务

根据《委托日常管理服务协议》，标的公司及上都火电在委托关系中的主要权利义务如下：

交易相关方	公司名称	权利	义务
委托方	正蓝旗风电、北方多伦	标的公司保有对标的公司相关所有权、收益权和处置权，标的公司的股权关系保持不变；	确保受托方能够依协议约定行使受托管理服务的相关权利，并按照协议约定向受托方支付服务费用 标的公司应履行内部决策程序，确保委托管理合法有效
受托方	上都发电公司、上都第二发电公司	有权要求委托方按照协议约定支付服务费用	在委托管理期间，应按照相关法律法规及协议的约定行使受托管理权；受托方应履行内部决策程序，确保受托管理服务合法有效

综上所述，正蓝旗风电、北方多伦作为委托方，享有标的公司的所有权、收益权和处置权，有权监督受托方提供的管理服务；同时需按照合同约定支付委托管理费用，确保受托方能够依协议行使相关权利。上都火电作为受托方，需向标的公司提供日常经营管理等服务；并有权据此收取委托服务费。

（三）委托管理与本次交易是否为一揽子安排

由前所述，出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理服务。

标的公司签署《委托日常管理服务协议》时，上市公司并未筹划本次交易，正蓝旗风电及北方多伦的委托管理与本次交易无关。

根据本次交易方案、《发行股份及支付现金购买资产协议》及补充协议，委托管理与本次交易互不为前提条件，本次交易的成功与否不影响委托管理安排的实施。

综上所述，委托管理与本次交易不属于一揽子安排。

三、相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因，前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担，委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性，对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形

回复：

（一）相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因，前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担

1、相关风电项目未由上市公司直接建设运营的原因

本次交易的标的公司系上都风电项目的建设运营主体。有关项目批复给北方公司投资，后由标的公司建设具有必要性及合理性。主要原因包括：

上都风电项目系我国首个陆上风电大基地项目，是我国探索陆上大规模风电开发模式、积累行业经验、推动新能源产业升级的关键示范项目，具有重要的战略示范意义、但也面临大量前所未有的探索性尝试。在项目先期规划阶段，上都风电项目的设备设施具体选址、建设进度、总体投入及效益回报等诸多核心要素尚未明确，项目在建设阶段存在较高不确定性及较大规模资本性支出。因此，上市公司为合理控制投资风险、保障资产稳健增值，未直接建设运营上都风电项目。

2、前期标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用是否实际由上市公司及其他关联方承担

作为上都风电项目的实际生产建设及运营主体，标的公司承担的成本费用主要包括设备采购成本、工程建设费用、并网配合费用、灵活性改造费用以及人员薪酬等。具体包括：

（1）设备采购成本：指风机、输变电设备及线路等项目必要生产设施的采购支出，由标的公司根据实际采购情况向供应商支付。

（2）工程建设费用：指围绕土建施工、系统调试及配套工程所产生的费用，由标的公司依据实际工程进展与结算情况向供应商支付。

（3）并网配合费用：指上都火电为配合上都风电项目建造及全容量并

网，向标的公司提供火电机组调峰、技术支持等服务产生的费用支出；该类费用按实际发生金额核算，由标的公司向上都火电支付。

（4）灵活性改造费用：指上都火电在上都风电项目并网前先行完成火电机组灵活性改造的费用支出。上都火电的机组灵活性改造出于配合上都风电项目并网和自身业务发展两方面考虑：一方面，根据相关政策指引，新增的风电项目若有“配套”火电机组实施灵活性改造，其并网审批流程将会更为顺利；另一方面，我国火电机组的定位从电力供应主体逐步转变为基础保障和系统调节电源，为适应新形势下电网灵活调度要求，主管部门鼓励火电机组实施灵活性改造。考虑到上都火电本次实施灵活性改造的主要目的是为了配合标的公司风电机组顺利并网，因此经双方协商，相关灵活性改造费用由标的公司向上都火电支付。

（5）人员薪酬：生产人员薪酬按照实际发生额确定，由标的公司直接支付给生产人员；管理人员薪酬按照实际发生额确定、根据标的公司及上都火电装机容量分摊，由标的公司向上都火电支付。

标的公司前述相关成本费用真实发生且记录完整，具有合理依据。标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用均由标的公司承担，不存在相关成本费用实际由上市公司及其他关联方承担的情形。

（二）委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性，对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形

1、委托管理并网运行较短时间即筹划本次重组的原因和合理性

（1）上都风电项目建成后，出于提高人员利用效率和降本增效考虑，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，当时并未考虑后续由内蒙华电收购标的公司相关事项。2024 年以来，国家政策支持为上市公司并购重组提供良好环境，有力地推动了上市公司通过并购重组实现高质量发展，内蒙华电为及时响应政策号召，结合自身发展战略，积极筹划实施本次重组。

（2）上都风电项目并网运营后预期效益明确，契合上市公司新能源转型目标。自上都风电项目全容量并网后，标的资产预期效益明确、区位优势突出、资产质地优良，与上市公司积极发展新能源战略高度契合。本次交易可快速

提升上市公司新能源业务的规模与效益，有助于上市公司做强主业。

(3) 减少关联交易行为。标的资产作为控股股东子公司，目前接受上市公司控股子公司提供的委托管理服务，该项服务构成关联交易，由标的公司向上市公司支付委托管理费。本次交易完成后，标的公司纳入内蒙华电财务报表合并范围，委托管理费将在上市公司合并报表层面予以抵消；同时，上市公司将获得标的公司控制权，有权参与标的公司重大事项决策、上都火电与标的公司经营管理人员同受上市公司委任管理，本次交易将有效减少关联交易。

综上所述，虽然标的公司并网运行时间较短，但上市公司积极响应政策号召，综合考虑自身新能源发展战略与标的资产核心价值，通过本次重组注入优质资产、提升上市公司投资价值，筹划本次重组具有合理性。

2、委托管理并网运行较短时间对本次交易估值定价的影响，是否存在损害上市公司及其中小股东权益的情形

(1) 本次交易估值定价具有合理依据，交易价格公允客观

本次交易价格以资产评估机构出具的《资产评估报告》(中企华评报字(2025)第 6615 号、中企华评报字(2025)第 6616 号)载明的评估结果为核心依据，前述评估结果已经有权国有资产监督管理部门备案；最终交易价格由交易各方在评估结果基础上协商确定，估值定价逻辑清晰、依据充分。同时，上市公司独立董事已通过专门会议审议，就本次交易评估方法的恰当性、定价结果的公允性发表明确同意意见，本次交易的定价原则和方法恰当，不存在损害公司及其股东尤其是中小股东利益的情形。

(2) 本次交易估值定价已充分考虑委托运营费用影响

本次交易采用收益法进行评估，已将委托运营费用作为标的资产未来经营成本，纳入净现金流测算模型，本次交易估值定价已充分考虑委托运营费用影响。本次交易采用收益法模型进行评估，未来年度委托管理费根据企业自身薪酬制度情况进行预测。

(3) 本次交易估值定价已充分考虑并网运行较短时间的影响

本次资本运作的标的资产包括正蓝旗风电、北方多伦，其项目资质良好，盈利

能力较强。尽管标的资产并网运行时间较短、可供参考的历史经营数据有限，但本次估值定价已审慎考虑该因素的影响：首先，风电行业运营模式较稳定、可预测性较高，并网运行时间长短对评估模型及估值结果的预测准确性不构成重大影响；其次，评估机构在设定关键参数时已秉持谨慎原则，充分考虑运行数据有限的实际情况，确保估值合理审慎；再次，为最大限度保护上市公司及中小股东利益，本次交易同步设置了业绩承诺与减值测试补偿机制。若标的资产经营业绩未达预期或出现减值，交易对方将承担相应补偿义务，切实保障中小股东权益不受损害。

由前所述，本次交易的估值定价结果综合考虑了标的资产的盈利能力及市场情况，整体评估合理且公允，不存在损害上市公司及其中小股东权益的情形。

四、本次交易协同效应的具体体现

本次交易完成后，上市公司将完成对正蓝旗风电、北方多伦的控股。本次交易协同效应显著，具体体现在以下几个方面：

（一）发展战略协同

提升清洁能源占比，实现公司战略目标。近年来，上市公司大力推进能源结构转型，不断提高低碳清洁能源比例。本次收购正蓝旗风电和北方多伦有利于提升公司清洁能源占比，符合国家“双碳”战略及上市公司“坚持购建并举，全面落实清洁能源转型”的发展战略。

（二）业务布局协同

上市公司作为内蒙古地区重要的综合性能源企业，火电业务在公司整体业务中占据重要地位。火电业务的盈利波动主要受煤炭价格和市场电价的影响。近年来，煤炭价格的波动时常导致火电企业的燃料成本不稳定，进而影响了火电业务的盈利能力。

本次交易完成后，公司新能源装机规模将显著提升，有助于公司进一步优化业务结构，多能互补的业务结构降低对传统火电业务的依赖，进而缓解火电业务波动对上市公司整体业绩的影响。

（三）经营业绩协同

本次交易完成后，标的公司纳入内蒙华电财务报表合并范围。根据上市公司

财务报告及中证天通出具的《备考审阅报告》，不考虑募集配套资金，本次重组对上市公司主要财务指标的影响如下表所示：

单位：万元

项目	2025 年 3 月 31 日/2025 年 1-3 月			2024 年 12 月 31 日/2024 年度		
	本次交易前	本次交易后	变动率	本次交易前	本次交易后	变动率
总资产	4,018,311.69	4,927,045.27	22.61%	3,987,781.21	4,875,049.58	22.25%
总负债	1,554,408.39	2,294,839.20	47.63%	1,630,089.21	2,374,056.97	45.64%
归属于母公司所有者权益	1,875,739.49	1,924,158.21	2.58%	1,789,771.15	1,820,160.27	1.70%
营业收入	505,204.49	544,839.03	7.85%	2,229,363.31	2,385,507.84	7.00%
净利润	92,644.41	117,224.79	26.53%	235,897.12	335,237.01	42.11%
归属于母公司所有者净利润	74,403.57	92,129.97	23.82%	232,522.34	303,956.22	30.72%
基本每股收益（元/股）	0.11	0.12	9.09%	0.34	0.40	17.65%
资产负债率	38.68%	46.58%	增加 7.90 个百分点	40.88%	48.70%	增加 7.82 个百分点

本次交易将提升上市公司的资产规模和盈利能力。本次交易完成后，上市公司的资产规模、营业收入和归属于母公司股东净利润有所增加，每股收益有所增厚；进一步提高内蒙华电的竞争力及资本市场投资价值，为全体股东创造收益。

（四）人员机构协同

出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，上都火电作为上市公司控股子公司，目前向标的公司提供日常管理等服务。本次交易完成后，上市公司将获得标的公司控制权，上市公司有权参与标的公司重大事项决策，上都火电与标的公司经营管理人员同受上市公司委任管理。

综上所述，本次交易能够发挥协同效应，具有合理性和可实现性。

五、结合前述回复内容与标的公司的行业地位、业务技术、核心竞争力、经营业绩等，分析本次交易目的，是否有利于提高上市公司质量

（一）标的公司的行业地位领先、技术先进、核心竞争力突出，有利于切实提升上市公司资产质量

标的资产行业地位领先、技术先进、核心竞争力突出，与上市公司新能源转

型路径的高度契合，具体情况如下：

1、行业地位：我国首个陆上风电大基地项目、具有战略示范性意义

上都风电项目系国家新能源大基地标杆工程，也是全国首个开工并建成的新能源大基地项目，具有战略示范性意义。

2、技术体系：承担大容量、远距离电力输送任务，先进技术集成度高

上都风电项目突破大兆瓦陆上风电场设计和建设成套的技术难题，具有新能源装机规模及并网容量大、电力供应调频调峰能力强、跨区域输电线路距离长、先进技术（储能、输变电）集成度高的特点。具体情况如下：

项目名称	建设内容	技术特点及竞争优势
风电基地主体项目	合计1600MW风电场	风力发电设施及厂区基地，新能源装机规模及并网容量大
	1、一座500kV汇集站； 2、五座220KV升压站，配套数量箱变、场内外道路及集电项目	跨区域、长距离电力输送系统的核心设施，承担电压等级转换、电力汇集、高压电力并网的作用；针对项目占地面积广、机位分散等特点，有效实现远距离、大容量风电场顺利并网发电
配套储能项目	1、一座300MW/600Mwh储能电站 2、配套一座220kV升压站，接入上都电厂500kV汇集站220kV侧 3、在储能电站新建1回220kV线路至上都500千伏汇集站，路径长度为1.1公里	电力供应调频调峰能力强、集成储能与输变电等先进技术 (1)利用储能技术平衡新能源电力供需关系；在发电高峰阶段储存电能、在用电高峰或发电低谷释放电能 (2)快速响应电网频率波动、维持电网稳定
长距离输电线路项目	1、建设5条220kV输变电线路，线路全长113.4千米； 2、共设杆塔343基，其中多伦段95基、蓝旗段248基	长距离输电线路通道，可实现跨区域电力输送

3、资源禀赋：风力资源富集，供应电力外送华北电网，核心竞争力突出

项目主体位于锡林郭勒盟正蓝旗及多伦县，属于蒙东风力资源富集的地区。该区域风能资源稳定度高、连续性好，绝大部分地区 70 米高度年平均风速为 8.5 米/秒以上，年有效发电小时约 2,500-3,000 小时，局部地区可达到 3,300 小时，显著高于 2,400 小时的全国陆上均值水平，资源禀赋优势显著。

此外，标的公司所供应的电力通过 500kV 长距离输电线路外送华北电网，纳入区域清洁能源供应体系。上都风电项目及配套外送通道属于国家“西电东送”战略的重要组成部分，消纳保障能力强，有效支撑项目的长期稳定运营和收益实现。

报告期内，正蓝旗风电净利润分别为 49,999.10 万元、64,930.39 万元、26,958.31 万元；北方多伦净利润分别为 24,560.73 万元、34,409.50 万元、8,557.60 万元。标的公司净利润近年持续增长，2025 年初仍保持良好经营业绩，盈利能力稳定强劲，充分体现资源禀赋与外送消纳优势的支撑作用。

优越的资源禀赋结合外送消纳市场，共同构成项目的核心竞争力和持续盈利能力。

综上所述，标的公司作为上都风电项目的运营主体，行业地位领先、技术先进、核心竞争力突出。本次交易完成后，该等优质风电资产注入上市公司，预计可显著增强上市公司资产质量、高度契合上市公司新能源转型路径。

（二）本次交易将大幅提升上市公司资产规模、收入规模和盈利水平，显著增强上市公司资产质量、抗风险能力和持续经营能力

本次交易完成后，标的公司纳入内蒙华电财务报表合并范围。预计将显著提升上市公司资产规模、收入规模和盈利水平，具体情况参见本回复“问题 1/四、/（三）经营业绩协同”。

六、本次交易后上市公司拟采取的详细整合管控措施。

本次交易前后，上市公司与标的公司的控股股东均为北方公司、实际控制人均为中国华能，本次交易不会导致上市公司及标的公司的管理制度、企业文化、战略规划发生较大变化，有效降低了由于上市公司及标的公司管理体系冲突等带来的潜在整合风险，具备良好的整合基础。

本次重组中，上市公司已制定具体的整合与管控计划，具体如下：

（一）业务整合

本次交易完成后，上市公司将增加外送华北电网的新能源装机规模。借助本次交易，上市公司将进一步加强与华北电网的合作沟通，夯实长期稳定的合作关系，更好发挥上都地区发电机组的经营效益，进而提升上市公司的行业竞争力、释放盈利能力。

（二）资产整合

本次交易完成后，上市公司将继续保持标的公司的独立法人地位和管理架构，

以维持其业务运营的稳定性和连续性。原则上，上市公司将确保标的公司资产的相对独立性，不进行不必要的干涉。

（三）财务整合

本次交易完成后，标的公司将纳入上市公司的财务管理体系，上市公司将对标的公司的财务实施统一管控、管理和监督，确保其有效执行上市公司财务会计和内控管理制度。上市公司和标的公司将根据中国证监会和上交所的监管规定，严格执行对于上市公司财务会计制度、资金管理制度等相关要求。

此外，上市公司将依照有关法规及中国华能的整体要求，进一步规范标的公司的营运资金使用情况。上市公司将严格规范标的公司的资金拆借、委托贷款等行为，确保资金使用合法合规，防范违规操作。

（四）人员及机构整合

决策机构整合方面，本次交易前，正蓝旗风电设 1 名执行董事，由北方公司推荐；本次交易后，正蓝旗风电仍设 1 名执行董事，由内蒙华电推荐。本次交易前，北方多伦已设立董事会，由 5 名董事组成；本次交易后，北方多伦董事会人数不变，其中内蒙华电拟推荐 3 名董事、中银金融产投拟推荐 1 名董事、由职工代表大会选举 1 名职工董事，董事长由内蒙华电提名的董事担任。通过本次交易，上市公司将获得标的公司控制权，有权参与标的公司的重大事项决策。

经营管理人员整合方面，本次交易完成后，标的公司与上都火电将继续沿用现有委托管理模式，上都火电及标的公司现有经营管理团队总体保持稳定。上市公司将对标的公司经营管理人员进行统一委任管理。同时，上市公司建立科学的绩效考核体系，充分调动经营管理人员的工作积极性和主动性，保障标的公司与上都火电经营管理的高效运行。

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

七、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅中国华能对于旗下能源类上市公司作出的相关承诺，了解中国华能对于旗下能源类上市公司的业务定位；

2、查阅《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定；

3、查阅正蓝旗风电及北方多伦与上都火电签署的《委托日常管理服务协议》，了解委托管理的具体运作方式、委托关系中的权利义务；

4、获取上市公司、上都火电、标的公司出具的说明文件，确认各方在本次交易及委托管理业务中的商业安排；

5、查阅标的公司《公司章程》及相关内部决策文件；

6、访谈标的公司管理层，了解上都风电项目建设运营背景、未由上市公司直接运营建设的原因；

7、通过访谈标的公司相关人员，了解标的公司采购与付款循环等相关的内部控制流程，并取得标的公司相关的内部控制制度；

8、对标的公司报告期内的成本执行检查程序，将报告期内成本确认的金额与标的公司主要采购合同、发票、记账凭证、银行回单等文件进行核对，检查营业成本的真实性和金额的准确性；

9、查阅本次交易评估报告及相关评估说明、查阅同行业可比交易及可比上市公司披露文件，了解委托管理及并网时间较短对评估结果的影响。

10、查阅上市公司年度报告、《备考财务报表》及公开披露信息，了解上市公司、标的资产主要业务类型、未来发展规划，核实本次交易的协同效应；

11、获取标的公司业务开展资料，了解标的公司的行业地位、业务技术及核心竞争力情况；

12、访谈上市公司主要负责人，了解本次交易后上市公司拟采取的整合管控措施。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、中国华能将内蒙华电定位为北方公司煤电一体化等业务的最终整合平台，北方公司就优质资产注入内蒙华电事项作出了相关承诺，中国华能对于旗下常规能源和新能源业务进行整体规划安排时确认北方公司相关承诺仍将继续履行，本次重组与相关承诺安排一致，符合《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，本次交易具备必要性和合理性。

2、出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理等服务，该等委托管理模式符合行业惯例。标的公司签署《委托日常管理服务协议》时，上市公司并未筹划本次交易；委托管理与本次交易互不为前提条件；委托管理与本次交易不属于一揽子安排。

3、上都风电项目在前期建设投运阶段，尚存不确定性和开发难度，故先期未交由上市公司建设存在合理原因。标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用真实发生，具有合理依据，不存在实际由上市公司及其他关联方承担的情形。标的公司委托管理并网运行较短时间，上市公司即筹划本次重组，系积极响应重组政策导向窗口，综合考虑自身新能源转型路径、标的资产核心价值与双方业务开展情况所开展的重要举措，上市公司在标的资产完成并网运行后短期内启动本次交易具有合理性。本次交易的估值定价综合考虑了标的资产的盈利能力及市场情况，整体评估合理且公允，不存在损害上市公司及其中小股东权益的情形；委托管理并网运行较短时间对本次交易估值定价不存在不利影响。

4、本次交易完成后，上市公司将完成对正蓝旗风电、北方多伦的控股。本次交易在上市公司发展战略、业务布局、经营业绩、人员机构等方面协同效应显著。

5、标的公司的行业地位领先、技术先进、核心竞争力突出，注入上市公司后，有利于切实提升上市公司资产质量；与此同时，本次交易将大幅提升上市公司资产规模、收入规模和盈利水平，显著增强上市公司资产质量、抗风险能力和持续经营能力。

6、本次交易不会导致上市公司及标的公司的管理制度、企业文化、战略规划发生较大变化，本次交易具备良好的整合基础。交易完成后上市公司在业务、

资产、财务、人员及机构等方面拟采取的具体整合管控措施具备有效性。

经核查，律师认为：

1、中国华能将内蒙华电定位为北方公司煤电一体化等业务的最终整合平台，北方公司就优质资产注入内蒙华电事项作出了相关承诺，中国华能对于旗下常规能源和新能源业务进行整体规划安排时确认北方公司相关承诺仍将继续履行，本次重组与相关承诺安排一致，符合《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》的相关规定，本次交易具备必要性和合理性。

2、出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理等服务，该等委托管理模式符合行业惯例。标的公司签署《委托日常管理服务协议》时，上市公司并未筹划本次交易；委托管理与本次交易互不为前提条件；委托管理与本次交易不属于一揽子安排。

经核查，会计师认为：

上都风电项目在前期建设投运阶段，尚存不确定性和开发难度，故先期未交由上市公司建设存在合理原因。标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用真实发生，具有合理依据，不存在实际由上市公司及其他关联方承担的情形。标的公司委托管理并网运行较短时间，上市公司即筹划本次重组，系积极响应重组政策导向窗口，综合考虑自身新能源转型路径、标的资产核心价值与双方业务开展情况所开展的重要举措，上市公司在标的资产完成并网运行后短期内启动本次交易具有合理性。本次交易的估值定价综合考虑了标的资产的盈利能力及市场情况，整体评估合理且公允，不存在损害上市公司及其中小股东权益的情形；委托管理并网运行较短时间对本次交易估值定价不存在不利影响。

经核查，评估机构认为：

上都风电项目在前期建设投运阶段，尚存不确定性和开发难度，故先期未交由上市公司建设存在合理原因。标的公司从建设到运营、相关改造的成本费用真实发生，具有合理依据，不存在实际由上市公司及其他关联方承担的情形。标的公司委托管理并网运行较短时间，上市公司即筹划本次重组，系积极响应重组政策导向窗口，综合考虑自身新能源转型路径、标的资产核心价值与双方业务开展

情况所开展的重要举措，上市公司在标的资产完成并网运行后短期内启动本次交易具有合理性。本次交易的估值定价综合考虑了标的资产的盈利能力及市场情况，整体评估合理且公允，不存在损害上市公司及其中小股东权益的情形；委托管理并网运行较短时间对本次交易估值定价不存在不利影响。

问题 2. 关于交易方案

重组报告书披露，（1）本次交易中上市公司购买正蓝旗风电 70%股权以现金和股份方式支付，购买北方多伦 75.51%股权以现金支付；本次交易对价 571,682.72 万元，其中股份支付对价 286,137.05 万元，现金支付对价 285,545.67 万元；（2）2025 年 3 月末，上市公司账面货币资金 108,215.81 万元，短期借款 319,437.42 万元；（3）预案发布后交易方案进行了调整，正蓝旗风电的收购比例由 60%增加至 70%，调整本次股份发行价格为 3.46 元/股，并调整发行股份支付方式，以支付现金方式购买北方多伦股权；（4）2025 年 6 月，北方公司增资正蓝旗风电；2024 年 12 月，北方多伦引入战略投资者中银金融产投；（5）本次交易完成后，上市公司暂无对标的公司剩余股权的后续收购计划；（6）本次交易对方对两个标的公司合并作出业绩承诺，同时业绩承诺及补偿协议约定了终止撤销等条款；（7）本次募集配套资金总额为不超过 285,000.00 万元，将用于支付本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费等。

请公司披露：（1）本次交易大额支付现金的主要考虑，针对不同标的公司采用差异化支付方式的原因，结合上市公司账面资金、短期借款等财务情况分析采用现金支付对价的原因和资金来源，募集资金不足的应对措施和资金来源，对上市公司后续经营、财务状况和偿债能力的影响；（2）交易方案调整的原因及影响，结合股份发行价格等分析本次交易是否有利于保护中小股东利益；（3）中银金融产投增资标的公司的背景和原因，相关增资协议的主要内容，中银金融产投未参与本次交易的原因；（4）本次未收购标的公司全部股权的原因及后续安排，持有剩余股权的相关股东对标的公司生产经营、公司治理等的影响；（5）两个标的资产合并进行业绩承诺的合理性；业绩承诺及补偿协议中的无效、撤销或终止相关条款是否符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》业绩补偿承诺原则上不得变更的相关要求，如否，请进行修改；（6）结合上市公司账面资金（含财务性投资等）、盈利情况以及资金需求等，测算资金缺口并说明募集资金的必要性、募集规模的合理性。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请律师对（3）-（5）核查并发表明确意见，请会计师对（1）（6）核查并发表明确意见。

回复：

一、本次交易大额支付现金的主要考虑，针对不同标的公司采用差异化支付方式的原因，结合上市公司账面资金、短期借款等财务情况分析采用现金支付对价的原因和资金来源，募集资金不足的应对措施和资金来源，对上市公司后续经营、财务状况和偿债能力的影响

（一）本次交易大额支付现金的主要考虑

本次交易采用发行股份及支付现金的方式支付交易对价，具体情况如下：

交易对方	交易标的	现金对价		股份对价		总交易对价 (万元)
		金额(万元)	比例	金额(万元)	比例	
北方公司	正蓝旗风电70%股权	20,101.68	7.00%	267,065.12	93.00%	287,166.79
	北方多伦75.51%股权	246,448.86	100.00%	-		246,448.86
合计		266,550.54	49.95%	267,065.12	50.05%	533,615.66

本次交易对价合计 533,615.66 万元，其中 50.05%交易对价上市公司通过发行股份支付，剩余 49.95%交易对价上市公司以现金支付。

上市公司设计本次交易现金支付安排的原因及合理性如下：

1、上市公司控股股东及其一致行动人持股比例相对较高，本次交易的现金支付安排有利于上市公司保持更加合理的股权结构

如本次交易不采用现金支付，相较 49.95%交易对价以现金支付，交易完成后上市公司控股股东持股情况如下：

股东名称	本次交易前		本次交易后（不考虑募集配套资金）	
	持股数量（万股）	持股比例	持股数量（万股）	持股比例
49.95%交易对价以现金支付				
北方公司及其一致行动人	347,438.74	53.23%	424,625.19	58.18%
其他股东	305,250.04	46.77%	305,250.04	41.82%
合计	652,688.78	100.00%	729,875.23	100.00%
不采用现金支付				
北方公司及其一致行动人	347,438.74	53.23%	501,662.92	62.17%
其他股东	305,250.04	46.77%	305,250.04	37.83%

股东名称	本次交易前		本次交易后（不考虑募集配套资金）	
	持股数量（万股）	持股比例	持股数量（万股）	持股比例
合计	652,688.78	100.00%	806,912.96	100.00%

本次交易前，上市公司控股股东北方公司及其一致行动人合计持有上市公司 53.23%股份；本次交易完成后，上市公司控股股东北方公司及其一致行动人合计持有上市公司 58.18%股份。若本次交易对价全部通过发行股份支付，本次交易完成后，上市公司控股股东北方公司及其一致行动人合计持有上市公司 62.17%股份，则上市公司控股股东的持股集中度将进一步提高。本次交易采用部分现金支付的方式，有助于上市公司维持更为均衡、合理的股权结构。

2、本次交易的现金支付安排经双方协商确定，可满足交易对方取得现金并补充流动资金的需求

本次交易中现金支付的比例及安排，是上市公司与交易对方北方公司基于实际情况和各自需求，经过多轮磋商所达成的共识。北方公司存在税费缴纳等合理资金需求，本次交易以现金形式支付部分交易对价，能够使北方公司获得稳定的资金流入，有助于优化其自身财务结构，提升运营资金的调配灵活性。

3、本次现金支付安排有利于更大程度增厚上市公司每股收益，维护上市公司中小股东利益

如本次交易不采用现金支付，相较 49.95%交易对价以现金支付，交易完成后上市公司基本每股收益情况如下：

单位：元/股

基本每股收益	2025年1-3月			2024年度		
	交易前	交易后（备考）	变动率	交易前	交易后（备考）	变动率
49.95%交易对价以现金支付	0.11	0.12	9.09%	0.34	0.40	17.65%
不采用现金支付	0.11	0.11	-	0.34	0.36	5.88%

在现有交易方案支付安排情形下，本次交易完成后，上市公司 2024 年度基本每股收益由 0.34 元/股提升至 0.40 元/股；如本次交易不采用现金支付，上市公司 2024 年度基本每股收益由 0.34 元/股增加至 0.36 元/股。本次交易的现金支付安排，有利于更大程度增厚上市公司每股收益，更好的保障上市公司中小股东利益。

综上所述，本次交易现金支付的安排经交易双方协商确定，有利于完善上市公司的股权结构，满足交易对方取得现金的需求，更大程度增厚上市公司每股收益。本次交易现金支付的安排及比例有利于保护上市公司中小投资者权益，现金支付安排及比例具备合理性。

（二）针对不同标的公司采用差异化支付方式的原因

1、针对标的公司采用差异化支付以适用特殊性税务处理

由前所述，标的资产交易价格确定的前提下，交易双方已充分考虑本次交易中股份和现金对价的整体分配比例。

在此基础上，交易双方对本次交易进行合理的税务筹划，不同标的公司的差异化支付方式，致使正蓝旗风电适用特殊性税务处理，节省本次交易成本。

2、税法规定及适用性分析

根据《财政部国家税务总局关于企业重组业务企业所得税处理若干问题的通知》（财税〔2009〕59号）《财政部国家税务总局关于促进企业重组有关企业所得税处理问题的通知》（财税〔2014〕109号），当股权收购满足下列条件时，北方公司出售正蓝旗风电70%股权的事项可适用特殊性税务处理，暂不涉及缴纳企业所得税。具体如下：

序号	税法规定	适用性分析
1	具有合理商业目的，且不以减少、免除或者推迟缴纳税款为主要目的	本次交易具有合理商业目的，旨在获得正蓝旗风电控股权，有助于上市公司加快战略转型、提升清洁能源占比、优化业务结构、释放经营业绩，进而实现上市公司的高质量发展
2	企业重组后的连续12个月内不改变重组资产原来的实质经营活动	正蓝旗风电主营业务为风力发电，系上都风电项目的重要建设与运营主体；本次交易后的连续12个月内，正蓝旗风电的实质性经营活动不会发生改变
3	企业重组中取得股权支付的原主要股东，在重组后连续12个月内，不转让所取得的股权	本次交易中取得股权支付的原主要股东为北方公司；根据交易方案，北方公司自本次发行股份及支付现金购买资产所涉及股份发行结束之日起60个月内不得转让
4	收购方购买的股权不低于被收购方全部股权的50%	本次交易中，上市公司拟收购正蓝旗风电70%的股权
5	收购方在该股权收购发生时的股权支付金额不低于其交易支付总额的85%	本次交易中，交易标的正蓝旗风电70%股权的总交易对价为287,166.79万元，其中上市公司以股权支付金额为267,065.12万元，占交易支付总额93.00%；现金支付金额为20,101.68万元，占交易支付总额7.00%

综上所述，本次交易可适用特殊性税务处理有关规定，本次交易针对不同标

的公司采用差异化支付方式具有合理原因。

（三）募集资金不足的应对措施和资金来源

本次发行股份购买资产不以募集配套资金的成功实施为前提，最终募集配套资金成功与否不影响本次发行股份购买资产的实施。如果募集配套资金出现未能实施或融资金额低于预期的情形，上市公司将以包括但不限于自有资金、银行借款、发行公司债券等方式解决本次募集资金需求。

（四）对上市公司后续经营、财务状况和偿债能力的影响

本次交易拟募集配套资金总额为 265,000.00 万元，如果本次募集配套资金不足或未能成功实施，差额部分上市公司将通过银行借款等方式予以补足，不同的筹资方式对上市公司备考数据影响比较如下：

单位：万元

配套融资 完成比例	资金缺口 借款比例	资金来源		资产负债 率	新增年 利息支出
		配套融资	银行借款		
100%	0%	265,000.00	-	41.20%	-
50%	50%	132,500.00	132,500.00	43.89%	4,770.00
0%	100%	-	265,000.00	46.58%	9,540.00

注：新增年利息支出测算以全国银行间同业拆借中心最新发布的五年期以上 LPR（3.60%）为借款利率，并根据上市公司备考财务报表模拟测算本次交易完成后公司财务情况。

根据《备考审阅报告》，不考虑募集配套资金，重组完成后，上市公司截至 2025 年 3 月 31 日的资产负债率为 46.58%。

根据上述测算，不考虑其他因素的情况下，如果募集配套资金全部完成，上市公司资产负债率将有所下降至 41.20%，上市公司资产负债率将有所改善。如果募集配套资金仅完成 50%，另 50%资金缺口由银行借款方式筹集，上市公司资产负债率将上升至 43.89%，较配套融资全部完成增加 2.69 个百分点，新增年利息支出 4,770.00 万元；假设募集配套资金未完成，资金缺口全部由银行借款方式筹集，上市公司资产负债率将上升至 46.58%，较配套融资顺利完成增加 5.38 个百分点，新增年利息支出 9,540.00 万元。

截至 2025 年 3 月 31 日，上市公司在银行等金融机构尚未使用授信额度 364.74 亿元，间接债务融资能力较强；根据《备考审阅报告》，本次交易完成后，上市公司 2025 年 3 月 31 日货币资金余额为 114,235.72 万元，货币资金相对充足。因

此，如果本次募集配套资金不足或未能成功实施，上市公司可通过银行借款等方式予以补足，偿债风险整体可控，但可能导致上市公司资产负债率上升、财务费用增加。

二、交易方案调整的原因及影响，结合股份发行价格等分析本次交易是否有利于保护中小股东利益

（一）交易方案调整的基本情况

本次交易方案涉及股权收购比例、发行价格相关调整两方面，具体调整情况如下：

调整内容	调整前	调整后
调整股权收购比例	正蓝旗风电 60% 股权与北方多伦 75.51% 的股权	正蓝旗风电 70% 股权与北方多伦 75.51% 的股权
发行价格相关的调整	经交易双方协商，本次发行股份及支付现金购买资产的股份发行价格为 3.32 元/股，不低于定价基准日前 20 个交易日股票交易均价的 80%。 自本次发行的定价基准日至本次发行日期间，公司如有派息、送股、资本公积金转增股本等除权、除息事项，发行价格将按下述公式进行调整，计算结果向上进位并精确至分。 发行价格的调整公式如下：派送股票股利或资本公积转增股本：$P1 = P0 / (1 + n)$；配股：$P1 = (P0 + A \times k) / (1 + k)$；上述两项同时进行：$P1 = (P0 + A \times k) / (1 + n + k)$；派送现金股利：$P1 = P0 - D$；上述三项同时进行：$P1 = (P0 - D + A \times k) / (1 + n + k)$。 其中，P0 为调整前有效的发行价格，n 为该次送股率或转增股本率，k 为配股率，A 为配股价，D 为该次每股派送现金股利，P1 为调整后有效的发行价格。	经交易双方协商，本次发行股份及支付现金购买资产的股份发行价格为 3.46 元/股，不低于定价基准日前 60 个交易日股票交易日均价的 80%。 自本次发行的定价基准日至本次发行日期间，公司如有派息事项，发行价格不再调整，如有除派息以外的送股、资本公积金转增股本等除权、除息事项，发行价格将按下述公式进行调整，计算结果向上进位并精确至分。 发行价格的调整公式如下：派送股票股利或资本公积转增股本：$P1 = P0 / (1 + n)$；配股：$P1 = (P0 + A \times k) / (1 + k)$；上述两项同时进行：$P1 = (P0 + A \times k) / (1 + n + k)$。其中，P0 为调整前有效的发行价格，n 为该次送股率或转增股本率，k 为配股率，A 为配股价，P1 为调整后有效的发行价格。

（二）调整股权收购比例的原因及影响

本次交易方案调整交易标的之一正蓝旗风电的股权收购比例，调整后正蓝旗风电的收购比例由 60% 增加至 70%。

交易双方经充分协商，增加标的资产的收购比例，有助于向上市公司注入更大规模的优质资产，进一步扩充上市公司的归母净利润规模，夯实上市公司新能源业务领域基础；同时，调整收购方案后，上市公司对标的公司持股比例达到 70%，能

增强上市公司对标的公司的控制权，强化上市公司重大决策的主导权。

（三）调整收购价格的原因及影响

根据交易双方友好协商，本次发行股份及支付现金购买资产股份的发行价格由 3.32 元/股调增为 3.46 元/股；且自本次发行的定价基准日至本次发行日期间，公司如有派息事项，发行价格不再调整。

调整发行价格，可减少向交易对方发行股份数量，减少对中小股东的股权稀释；同时提升本次交易每股收益等指标的增厚效应，有利于切实维护中小股东利益。

三、中银金融产投增资标的公司的背景和原因，相关增资协议的主要内容，中银金融产投未参与本次交易的原因

（一）中银金融产投增资标的公司的背景和原因

1、北方多伦通过增资扩股方式引入战略投资者，系响应国家政策导向、落实中国华能整体发展目标的重要举措

国家政策文件明确提出了降杠杆、防风险、优化企业资本结构的要求。中国华能作为中央国有企业，积极践行国家政策精神，将稳杠杆、降负债、防范经营风险作为重要发展目标并推动落实。

在此背景下，北方公司下属子公司北方多伦通过增资扩股方式引入战略投资者，成功拓宽了权益融资渠道。本次增资所募集的权益资金用于偿还企业有息负债等，这一举措能够直接降低北方多伦的资产负债率，同时助力中国华能及北方公司整体优化债务结构、降低负债规模，是北方多伦响应国家政策导向、落实中国华能集团战略部署的具体体现。

2、中银金融产投增资北方多伦，基于对风电行业长期发展前景的看好和追求稳健投资回报需求

中银金融产投选择增资北方多伦，是基于对风电行业长期发展前景的信心和追求稳健投资回报需求。风电作为清洁能源的重要组成部分，在国家“双碳”战略推动下具备广阔的发展空间。通过本次增资，中银金融产投依托标的公司的稳健运营，为实现长期、稳定的投资回报奠定基础。

综上，中银金融产投对北方多伦的增资，一方面能够帮助标的公司优化资本结构，助力中国华能及北方公司整体优化债务结构；另一方面项目也符合投资方追求稳健投资回报的战略需求，实现了多方共赢。

（二）相关增资协议的主要内容

根据北方多伦（标的企业或甲方）、中银金融产投（乙方）、北方公司（丙方）签署的《增资协议》，其主要内容约定如下：

增资价格确定依据	本次增资的价格根据甲方的资产评估结果为基础确定，本次增资的财务审计和资产评估的基准日为2024年6月30日； 为实现增资，甲方已选取中京民信（北京）资产评估有限公司对甲方净资产进行资产评估，以编号为京信评报字（2024）第534号的《资产评估报告》并经过国资审批核准的评估结果为增资价格确定标准； 计算方式： 乙方合计持有股权比例=乙方实缴增资款/（乙方实缴增资款+甲方交割日净资产）； 甲方交割日净资产=基准日净资产评估值-在基准日至增资日之间甲方向甲方原股东分配的截至基准日之前的滚存利润
增资价格	乙方将投入合计人民币壹拾亿元整（小写：1000,000,000.00元），以溢价方式认购注册资本增加额，其中人民币204,476,532.73元计入注册资本，其余人民币795,523,467.27元计入资本公积金
本次增资后的持股比例	北方联合电力有限责任公司持股75.51%；中银金融资产投资有限公司持股24.49%
增资款项的用途	乙方对甲方的增资款项全部用于偿还甲方及/或丙方以银行贷款债务为主的存量金融债务，并考虑政策允许的其他银行债务或非银行存量金融机构债务
转股限制	1、.....乙方、丙方不得将其持有的甲方的股权直接或间接进行出售、赠予、质押、设定产权负担或以其他方式加以处置； 2、丙方将其持有的甲方的股权转让给中国华能集团有限公司及其控制的下属子公司的不受本条转让限制； 3、乙方不同意丙方转让时，有权利而无义务以相同条件及价格优先购买丙方拟转让的股权.....

（三）中银金融产投未参与本次交易的原因

1、本次交易为同一控制下股权转让，中银金融产投不享有优先购买权

根据《增资协议》及北方多伦《公司章程》，本次交易为中国华能同一控制下的股权转让，无需取得中银金融产投同意，中银金融产投亦不享有优先购买权。

2、基于长期投资收益需求，中银金融产投不转让其持有的北方多伦股权

中银金融产投作为战略投资者，对北方多伦的投资具有长期布局属性。其看好风电行业在国家“双碳”战略支撑下的长期发展潜力，而北方多伦作为风电项目运营主体，随着项目运营成熟度提升，有望实现持续稳定的经营收益，中银金

融产投可通过长期持有股权分享行业及企业发展红利，以实现其稳健的投资回报目标。基于对长期收益及稳定分红的需求，中银金融产投暂无转让股权的计划。

综上所述，中银金融产投未参与本次交易。

四、本次未收购标的公司全部股权的原因及后续安排，持有剩余股权的相关股东对标的公司生产经营、公司治理等的影响

（一）本次未收购标的公司全部股权的原因及后续安排

1、本次未收购正蓝旗风电全部股权的原因

本次未收购正蓝旗风电全部股权，系交易双方经充分沟通、友好协商后确定的结果，具备明确的商业合理性：

一方面，收购 70%股权能充分实现对标的资产控制的核心目的。通过本次收购，正蓝旗风电将成为内蒙华电的控股子公司，纳入上市公司合并财务报表范围。上市公司可依托自身资源优势与管理经验，与正蓝旗风电在业务协同、资源整合、风险管控等方面形成联动，达成协同发展的战略目标。同时，相较于收购 100%股权，本次收购方案可显著降低上市公司的资金投入压力，有效控制收购成本及相关财务风险。

另一方面，交易对手方北方公司选择保留 30%剩余股权，可通过持续持有股权参与正蓝旗风电未来的收益分配，分享企业成长价值，实现交易双方的利益平衡。

2、本次未收购北方多伦全部股权的原因

本次未收购北方多伦全部股权，核心原因在于股东中银金融产投未参与本次交易，具体如下：

中银金融产投作为北方多伦的战略投资者，其未转让所持 24.49%股权，主要原因是中银金融产投投资定位为获取长期、稳健的投资回报，因此选择继续持有股权，暂不参与本次交易。

因此，本次交易仅收购北方多伦 75.51%股权。

3、上市公司暂无对标的公司剩余股权的后续收购计划

截至本回复出具日，内蒙华电尚未制定针对正蓝旗风电 30%剩余股权及北方多伦 24.49%剩余股权的后续收购计划。未来是否启动剩余股权收购，上市公司

将结合自身战略发展规划、业务布局需求、标的公司经营业绩表现及与相关股东的谈判进展等因素综合研判后确定。

（二）持有剩余股权的相关股东对标的公司生产经营、公司治理等的影响

本次交易完成后，上市公司将成为正蓝旗风电与北方多伦的控股股东。持有剩余股权的北方公司、中银金融产投均无法对上市公司的控股股东地位形成挑战，不会影响标的公司控制权的稳定性。

在公司生产经营和公司治理层面，上市公司将保持标的公司现有内部组织机构的基本稳定，并结合自身管理体系进行适度整合，推动标的公司治理机制与上市公司实现协调统一。持有剩余股权的股东将依据法律法规及公司章程行使股东权利，其参与治理的过程不会削弱标的公司治理的有效性，并通过多元股东的合理制衡，为标的公司规范治理提供保障，为上市公司后续高效管理奠定基础。

五、两个标的资产合并进行业绩承诺的合理性；业绩承诺及补偿协议中的无效、撤销或终止相关条款是否符合《监管规则适用指引——上市类第1号》业绩补偿承诺原则上不得变更的相关要求，如否，请进行修改

（一）两个标的资产合并进行业绩承诺的合理性

1、合并进行业绩承诺更加符合标的资产业务实质、特点与监管要求

（1）两个标的资产的主营业务与功能定位一致，同属上都风电项目核心运营主体。正蓝旗风电与北方多伦共同承担上都风电项目的开发与运营，标的资产的主营业务单一且高度协同，标的资产合并进行业绩承诺更符合其实际业务属性和经营实质。

（2）两个标的资产的区域地理位置接近，因行政划分差异设立独立法人主体。正蓝旗风电和北方多伦的地理位置接近，风资源条件及生产运营环境相似；但二者分属于正蓝旗及多伦县不同行政区域，故设立不同法人主体。标的资产合并进行业绩承诺更全面反映上都风电项目的整体经营效益。

（3）交易对方一致，根据交易对方设置业绩承诺符合监管规则要求。本次交易中，标的资产的交易对方均为北方公司，不存在多交易方分散进行业绩承诺的情况。本次交易针对同一交易对方设置业绩承诺，可保证业绩承诺的统一性和可执行性，符合监管要求。

2、合并进行业绩承诺存在可参考案例

标的资产合并进行业绩承诺具有上市公司可参考案例，具体案例情况如下：

序号	上市公司	交易概况	主要业绩承诺安排	进度
1	龙源电力（001289.SZ）	龙源电力向华北电力购买内蒙古新能源100%股权、山西洁能100%股权、天津洁能100%股权	业绩承诺方：华北电力； 业绩承诺期：2022-2024年； 业绩承诺方式：同一交易对方（华北电力）的下属多个标的资产合并设置业绩承诺； 业绩承诺指标：标的资产扣除非经常性损益后归属于母公司股东的合计净利润	已完成
2	中国海防（600764.SH）	中国海防向中船重工集团、七一五研究所等8家主体，发行股份并支付现金购买海声科技、辽海装备、杰瑞电子等多家公司股权	业绩承诺方：中船重工集团（上市公司控股股东）等6家补偿义务人； 业绩承诺期：2019-2021年； 业绩承诺方式：针对同一交易对方的标的公司合计进行业绩考核； 业绩承诺指标：相关公司合计累积实现净利润数	已完成
3	西部黄金（601069.SH）	西部黄金向新疆有色和杨生荣发行股份购买百源丰、科邦锰业和蒙新天霸100%的股权	业绩承诺方：新疆有色、杨生荣； 业绩承诺期：2022-2024年； 业绩承诺方式：鉴于标的公司为同行业上下游公司且存在关联关系，且部分标的资产之间存在交易，在考核科邦锰业、百源丰的实际净利润时，对百源丰、科邦锰业的财务报表进行模拟合并； 业绩承诺指标：标的资产合计税后净利润	已完成
4	江南化工（002226.SZ）	江南化工向奥信香港等主体，发行股份购买北方矿服49%股权、北方矿服49%股权等	业绩承诺方：奥信香港； 业绩承诺期：2021-2023年； 业绩承诺指标：标的公司北方矿服和北方矿投累计实际净利润	已完成

注：为方便理解，此处仅列示交易方案中，针对不同标的资产合并设置业绩承诺的交易安排。

综上所述，正蓝旗风电与北方多伦合并设置业绩承诺，符合标的资产业务实质、运营特点与监管要求；同时，存在多家上市公司已完成的可比案例作为参考，标的资产合并进行业绩承诺具备合理性。

（二）业绩承诺及补偿协议中的无效、撤销或终止相关条款是否符合《监管规则适用指引——上市类第1号》业绩补偿承诺原则上不得变更的相关要求，
如否，请进行修改

1、法规要求及合规性分析

《监管规则适用指引——上市类第1号》对业绩补偿承诺变更的规定如下：

“上市公司重大资产重组中，重组方业绩补偿承诺是基于其与上市公司签订的业绩补偿协议作出的，该承诺是重组方案重要组成部分。因此，重组方应当严

格按照业绩补偿协议履行承诺。除我会明确的情形外，重组方不得适用《上市公司监管指引第4号——上市公司实际控制人、股东、关联方、收购人以及上市公司承诺及履行》第五条的规定，变更其作出的业绩补偿承诺。”

根据北方公司与内蒙华电于2025年7月9日签署的《业绩承诺补偿协议》，有关条款约定内容如下：

条款内容	合规性分析
第10.2款 本协议系甲方与乙方签订的《发行股份及支付现金购买资产协议》不可分割的组成部分。本协议经双方法定代表人或授权代表签字并加盖公章后，自《发行股份及支付现金购买资产协议》生效的同时生效，本协议未作约定的事项均以《发行股份及支付现金购买资产协议》的内容为准。《发行股份及支付现金购买资产协议》解除或终止的，本协议也相应自动解除或终止	该等终止条款，系因业绩补偿承诺是基于上市公司购买资产交易作出的，该承诺是重组方案重要组成部分，《发行股份及支付现金购买资产协议》解除或终止的，《业绩承诺补偿协议》也相应自动解除或终止，其符合《监管规则适用指引——上市类第1号》的相关规定
第9.4款 本协议无效、被撤销或终止的，不影响本协议中独立存在的本法律适用及争议解决条款的效力	《业绩承诺补偿协议》除上述第10.2款约定的终止事宜外，并未约定关于《业绩承诺补偿协议》无效或被撤销的具体情形，并非对业绩补偿承诺的变更

2、《业绩承诺补偿协议》及补充协议修改情况

为消除歧义并保障上市公司及中小股东利益，上市公司与业绩承诺方北方公司签署了《业绩承诺补偿协议之补充协议》，对《业绩承诺补偿协议》中约定的无效、撤销或终止相关条款等进行调整，调整内容如下：

修改前	修改内容	修改后
9.4 本协议无效、被撤销或终止的，不影响本协议中独立存在的本法律适用及争议解决条款的效力	删除本条款	2.1 双方同意，删除《业绩承诺补偿协议》第9.4款“本协议无效、被撤销或终止的，不影响本协议中独立存在的本法律适用及争议解决条款的效力。”

综上所述，上市公司已与业绩承诺方签署《业绩承诺补偿协议》及补充协议，调整后的内容符合相关规则要求。

上市公司已在重组报告书之“第七节 本次交易主要合同”之“六、业绩承诺补偿协议之补充协议”更新披露。

六、结合上市公司账面资金（含财务性投资等）、盈利情况以及资金需求等，测算资金缺口并说明募集资金的必要性、募集规模的合理性。

本次配套募集资金共 265,000.00 万元，用于支付本次交易的现金对价、中介

机构费用和相关税费等。为综合考虑本次交易后上市公司及标的公司的账面资金、盈利情况、日常经营中的资金需求等因素，采用《备考审阅报告》中上市公司重组完成后的财务数据进行测算，未来三年内（2025年-2027年），上市公司整体资金缺口为**266,747.67**万元，本次配套募集资金和补充流动资金与未来资金需求相匹配，融资必要、规模合理。具体测算过程如下：

单位：万元

项目		计算公式	金额
账面资金	货币资金余额	①	114,235.72
	标的公司收回后可使用的委托贷款	②	113,500.00
	使用受限货币资金及拟派发现金红利	③	114,039.97
	可自由支配资金	④=①+②-③	113,695.75
盈利情况	未来三年预计自身经营新增现金流净额	⑤	1,949,295.75
资金需求	最低现金保有量	⑥	193,817.27
	未来大额资本性支出计划	⑦	1,518,529.51
	未来三年新增营运资金需求	⑧	62,860.66
	未来三年预计现金分红所需资金	⑨	554,531.73
	总体资金需求合计	⑩=⑥+⑦+⑧+⑨	2,329,739.17
总体资金缺口		⑪=⑩-④-⑤	266,747.67

（一）账面资金

可自由支配资金的各项明细如下：

1、货币资金：本次交易完成后，上市公司2025年3月31日货币资金余额为**114,235.72**万元；

2、标的公司收回后可使用的委托贷款：截至2025年3月31日，正蓝旗风电尚未到期的委托贷款余额为2.8亿元，北方多伦尚未到期的委托贷款余额为8.55亿元，合计金额为11.35亿元；上述委托贷款已于期后收回，在资金缺口测算时纳入可自由支配资金核算。本次交易完成后，标的公司将全面纳入上市公司财务管理体系，严格按照上市公司治理标准进一步完善财务内控制度，避免对上市公司以外企业进行委托贷款拆出资金，确保资金使用符合相关规定；

3、需扣除资金：使用受限货币资金共55,602.62万元，由上市公司的土地复垦保证金、矿山治理保证金等构成；拟派发现金红利共58,437.35万元，是标的公

司正蓝旗风电根据 2025 年 4 月 29 日股东决议拟派发的现金红利，截至本回复出具日，正蓝旗风电已使用自有资金支付分红款 44,000.00 万元，正蓝旗风电将在后续使用其电费回款等自有资金陆续支付剩余未派发现金红利。

综上，以《备考审阅报告》中上市公司重组完成后的财务数据为基础，考虑标的公司收回委托贷款后，上市公司整体的可自由支配资金为 113,695.75 万元。

（二）盈利情况

标的公司风力发电业务不涉及原材料采购、应收账款回款周期短；上市公司综合经营火力发电、风力发电、煤炭业务，与标的公司业务情况存在一定差异。因此，二者收入与经营活动现金流的比例关系也存在一定差异。考虑上述因素后，对上市公司、标的公司 2025 年-2027 年经营活动现金流量净额进行分别测算，此种测算方式更为谨慎。具体测算如下：

1、基本假设

上市公司 2022 年至 2024 年经营活动产生的现金流量净额均值为 519,664.87 万元，营业总收入均值为 2,262,817.63 万元，对应比例为 0.23:1，假设 2025 年至 2027 年上市公司当年度经营活动产生的现金流量净额/当年度营业总收入比值与该比例保持一致；上市公司 2022 年度-2024 年度营业总收入复合增长率为-1.69%，假设交易后上市公司营业收入仍保持该增长率，以上市公司 2024 年度营业收入金额作为营业收入预测的基准值。

标的公司 2024 年度为设备全部投产后完整运行的第一年，标的公司 2022 年至 2024 年经营活动产生的现金流量净额合计为 156,473.22 万元，营业总收入合计为 157,266.38 万元，对应比例为 0.99:1；假设 2025 年至 2027 年标的公司当年度经营活动产生的现金流量净额/当年度营业总收入比值与该比例保持一致；标的公司 2025-2027 年度营业收入采用《评估报告》及相关评估说明中的预计实现金额。

2、具体测算过程

经测算，上市公司、标的公司 2025 年至 2027 年经营活动现金流量净额为 1,949,295.75 万元，具体预测情况如下：

单位：万元

财务指标	计算公式	上市公司	标的公司	合计
2025年-2027年营业收入合计值	①	6,464,568.66	467,116.12	/
经营活动产生的现金流量净额均值/营业总收入均值	②	0.23	0.99	/
2025年-2027年经营活动现金流量净额	③=①×②	1,486,850.79	462,444.96	1,949,295.75

注：该数据仅为测算总体资金缺口所用，不代表上市公司及标的公司对未来年度经营情况及财务状况的判断，亦不构成盈利预测，下同。

（三）资金需求

1、最低现金保有量

最低现金保有量系公司为维持其日常营运所需要的最低货币资金，最低现金保有量=年付现成本总额/货币资金周转次数。其中，货币资金周转次数（即“现金周转率”）主要受净营业周期（即“现金周转期”）影响，净营业周期系外购承担付款义务，到收回因销售商品或提供劳务而产生应收款项的周期，故净营业周期主要受到存货周转期、应收款项周转期及应付款项周转期的影响。净营业周期的长短是决定公司现金需要量的重要因素，较短的净营业周期通常表明公司维持现有业务所需货币资金较少。

根据上市公司 2024 年度备考财务数据测算，在当前运营规模下日常经营需要保有的最低货币资金为 193,817.27 万元，具体测算过程如下：

单位：万元

财务指标	计算公式	金额
最低现金保有量	①=②÷③	193,817.27
2024年度付现成本总额	②=④+⑤-⑥	1,570,356.49
2024年度营业成本	④	1,845,595.92
2024年度期间费用总额	⑤	46,916.80
2024年度非付现成本总额	⑥	322,156.23
货币资金周转次数（现金周转率）	③=360÷⑦	8.10
现金周转期（天）	⑦=⑧+⑨-⑩	44.43
存货周转期（天）	⑧	9.67
应收款项周转期（天）	⑨	75.49
应付款项周转期（天）	⑩	40.73

注 1：期间费用包括销售费用、管理费用、研发费用以及财务费用；

注 2：非付现成本总额包括当期固定资产折旧、使用权资产折旧、无形资产摊销以及长期待摊费用摊销；

注 3：存货周转期=360×平均存货账面余额/营业成本；

注 4：应收款项周转期=360×（平均应收账款账面余额+平均合同资产账面余额+平均应收票据账面余额+平均应收款项融资账面余额+平均预付款项账面余额）/营业收入；

注 5：应付款项周转期=360×（平均应付账款账面余额+平均应付票据账面余额+平均合同负债账面余额+平均预收款项账面余额）/营业成本。

2、未来大额资本性支出计划

（1）重大项目资本支出

公司的重大项目资本支出具体如下：

单位：万元

序号	项目类型	上市公司公告	拟投资金额	已投入金额	待投入金额	待投入资本金
1	金桥和林火力发电灵活性改造配套消纳新能源 48 万千瓦项目	临 2024-027	198,600.00	51,873.10	146,726.9	29,345.38
2	察右中旗火电灵活性改造配置新能源 96 万千瓦项目	临 2024-038	396,400.00	130,107.56	266,292.4	53,258.49
3	库布齐沙漠基地鄂尔多斯新能源风电项目（二期暖水 60 万千瓦风电项目）	临 2024-026	312,600.00	51,239.11	261,360.9	52,272.18
总计			907,600.00	233,219.77	674,380.20	134,876.05

注：

1、上述项目均已获取发改核准批复，且已公告；

2、有关项目已投入金额统计口径截至 2025 年 6 月 30 日；

3、公司向上述项目的建设主体拨付资本金，资本金金额为项目投资总额的 20%；公司重大项目支出为短期内待投入资金即待投入资本金，剩余资金由项目公司通过银行借款等方式筹集。

除上述项目外，上市公司正在筹划收购某发电资产，其预计估值约为 10.3 亿元。

（2）本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费等

本次交易中，上市公司将以支付现金的方式支付本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费等合计 265,000.00 万元。

（3）偿还借款

根据备考审阅报告，以及上市公司和标的公司的还款计划，本次交易后上市公司截至 2025 年 3 月 31 日的借款金额及未来三年需偿还的借款金额如下：

单位：万元

项目	截至2025年3月31日的借款	未来三年需偿还的借款
----	-----------------	------------

项目	截至2025年3月31日的借款	未来三年需偿还的借款
短期借款	319,437.42	319,437.42
一年内到期的非流动负债	349,518.81	349,518.81
长期借款	877,900.57	346,697.23
合计	1,546,856.80	1,015,653.46

由上表可见，上市公司在未来三年（2025 年 3 月 31 日至 2028 年 3 月 31 日）需偿还借款金额为 1,015,653.46 万元。

根据上述测算，未来三年（2025 年-2027 年）上市公司大额资本性支出至少合计约 **1,518,529.51** 万元。

3、未来三年新增营运资金需求

（1）营运资金需求测算方法

根据销售百分比法测算公司流动资金缺口，具体流动资金缺口测算方法如下：
 预测期经营性流动资产=应收账款+应收票据+应收款项融资+合同资产+预付账款+存货；
 预测期经营性流动负债=应付账款+应付票据+预收账款+合同负债；
 预测期营运资金占用=预测期经营性流动资产-预测期经营性流动负债；
 预测期营运资金缺口=预测期营运资金占用-预测期初营运资金占用。

（2）基本假设

上市公司以 2024 年为预测的基期，2025-2027 年为预测期，以 2024 年度备考营业收入金额作为营业收入预测的基准值；假设上市公司经营性流动资产和经营性流动负债占营业收入比率与 2024 年末的比率保持一致，且未来保持不变；2021 年至 2024 年，上市公司营业收入复合增长率 5.60%，假设交易后上市公司营业收入仍保持该增长率。

（3）具体测算过程

根据以上假设，上市公司 2025 年-2027 年预计营业收入分别为 2,519,096.28 万元、2,660,165.67 万元和 2,809,134.95 万元（该预计收入仅用于测算资金需求，不构成盈利预测）。在其他经营要素不变的情况下，按照销售百分比法测算截至 2027 年末的营运资金缺口。

经测算，上市公司未来三年新增营运资金需求为 62,860.66 万元。具体测算

过程如下：

单位：万元

项目	公式	2024年度/2024 年末（备考数）	占营业收入 比例	2025年度/2025 年末	2026年度/2026 年末	2027年度/2027 年末
营业收入	A	2,385,507.84	100.00%	2,519,096.28	2,660,165.67	2,809,134.95
应收票据	B	568.73	0.02%	600.58	634.21	669.73
应收账款	C	492,046.43	20.63%	519,601.03	548,698.69	579,425.81
应收款项 融资	D	-	-	-	-	-
预付款项	E	8,840.65	0.37%	9,335.73	9,858.53	10,410.60
合同资产	F	-	-	-	-	-
存货	G	55,539.59	2.33%	58,649.81	61,934.20	65,402.51
经营性流 动资产合 计	H=B+C+ D+E+F+G	556,995.40	23.35%	588,187.14	621,125.62	655,908.66
应付票据	I	2,000.00	0.08%	2,112.00	2,230.27	2,355.17
应付账款	J	193,113.11	8.10%	203,927.44	215,347.38	227,406.83
预收款项	K	-	-	-	-	-
合同负债	L	7,904.46	0.33%	8,347.11	8,814.55	9,308.16
经营性流 动负债合 计	M=I+J+K +L	203,017.57	8.51%	214,386.55	226,392.20	239,070.16
流动资金 占用额	N=H-M	353,977.83	14.84%	373,800.59	394,733.42	416,838.49
当年新增流动资金需求				19,822.76	20,932.83	22,105.07
2025年至2027年新增流动资金缺口				62,860.66		

4、未来三年预计现金分红所需资金

公司实行持续、一贯的现金分红方案，积极响应关于上市公司现金分红的政策倡导，在保证公司持续发展经营的前提下，重视对股东的回报水平，给予市场稳定的分红预期。与此同时，公司处于发展阶段成熟的电力供应行业，经营情况较为稳定，符合同行业国有上市公司分红水平普遍较高的情况。2022-2024 年，公司各年度以现金方式分配的利润占当年实现的合并报表可供分配利润的比例分别为 70.21%、70.11%及 71.85%。

根据证券法规、公司章程等文件，公司预计 2025-2027 年度每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可供分配利润的 70%。

2024 年，公司合并报表可供分配利润为 199,841.62 万元，基于谨慎性原则，

假设 2025-2027 年公司可供分配利润金额变动仅来源于本次发行股份购买资产之标的公司产生的利润，标的公司于 2025 年至 2027 年期间预计实现如下净利润：

单位：万元

标的公司	2025 年度	2026 年度	2027 年度
正蓝旗风电(A)	59,011.87	60,674.04	60,503.59
北方多伦(B)	28,124.88	28,820.35	31,163.19
合计为上市公司合并报表归 母净利润的贡献 (C=A*70%+B*75.51%)	62,545.41	64,234.07	65,883.84

假设 2025-2027 年按可分配利润的 70%进行分红，2025-2027 年现金分红金额合计为 554,531.73 万元，测算过程如下所示：

单位：万元

项目	预测金额		
	2025 年度	2026 年度	2027 年度
当期可供分配利润额	262,387.03	264,075.69	265,725.46
当期分红金额	183,670.92	184,852.99	186,007.82

综上所述，上市公司未来三年尚存 **266,747.67** 万元资金缺口，本次配套募集资金共 265,000.00 万元，用于支付本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费等。公司本次配套募集资金总额符合公司谨慎的财务管理策略、有利于公司资产负债率的稳定，降低生产经营规模扩张带来的经营风险。综上，上市公司本次配套募集资金具备必要性、融资规模和补充流动资金具备合理性。

七、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、复核测算不同支付方式、发行价格等交易安排，对上市公司股权结构和每股收益的影响；查阅上市公司审计报告和本次交易备考审阅报告；复核查阅上市公司日常运营资金需求的测算过程和标的公司在建工程等未来资金需求情况；获取上市公司金融机构授信情况。

2、访谈上市公司主要负责人，了解本次交易大额现金支付安排、差异化支付安排、合并设置业绩承诺等交易安排和背景情况；

3、查阅上市公司、北方公司出具的声明承诺及公开披露材料，了解本次交

易方案调整的情况；

4、查阅北方公司向中国华能报送的《北方公司关于部分所属企业引入战略投资者的请示》、中国华能出具批复文件，了解本次北方多伦引入战略投资者的背景及原因；

5、查阅北方多伦、中银金融产投、北方公司签署的《增资协议》，分析《增资协议》的主要内容；

6、查阅《北方联合电力有限责任公司拟通过债转股方式进行权益融资涉及的北方多伦新能源有限责任公司股东全部权益价值资产评估报告》、评估备案表及本次增资的出资凭证，验证本次交易的真实性、合理性及交易定价的公允性；

7、查阅北方多伦、正蓝旗风电的营业执照、公司章程、工商档案；

8、访谈中银金融产投工作人员，获取中银金融产投出具的书面确认问卷，确认中银金融产投增资背景、未参与本次交易的原因及对北方多伦剩余股权的后续安排；

9、查阅本次交易的《发行股份及支付现金购买资产协议》《发行股份及支付现金购买资产协议之补充协议》《业绩承诺补偿协议》《业绩承诺补偿协议之补充协议》；

10、获取上市公司出具的说明，确认标的公司剩余股权安排；

11、查询市场可比交易，了解合并设置业绩承诺的可比案例及交易安排。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问认为：

1、本次交易现金支付的安排经交易双方协商确定，有利于完善上市公司的股权结构，满足交易对方取得现金的需求、更大程度增厚上市公司每股收益。在此基础上，交易双方对本次交易进行合理的税务筹划，设置差异化支付方式预计可节省本次交易成本。若本次募集配套资金不足或未能成功实施，上市公司可通过自有资金或银行借款等方式予以补足，偿债风险整体可控，但可能导致上市公司资产负债率上升、财务费用增加；

2、本次交易方案调整包括调整股权收购比例、调整收购价格。增加交易标

的股权收购比例，有助于向上市公司注入更大规模的优质资产、同时增强上市公司对标的公司的控制权。调整收购价格，可减少向交易对方发行股份数量，提升本次交易每股收益等指标的增厚效应，有利于切实维护中小股东利益。

3、北方多伦通过增资扩股方式引入战略投资者，系响应国家政策导向、落实中国华能整体发展目标的举措；同时，中银金融产投增资北方多伦，主要因为看好风电行业长期发展及追求稳健投资回报。本次交易为同一控制下的股权转让，中银金融产投不享有优先购买权；同时，基于长期投资收益的需求，中银金融产投亦不转让其持有的北方多伦股权。

4、本次交易未收购标的公司全部股权具有合理性；截至本回复出具日，上市公司不存在对标的公司剩余股权的后续收购计划或约定情况。

5、本次交易中两个标的资产合并进行业绩承诺具备合理性；上市公司已与业绩承诺方签署《业绩承诺补偿协议之补充协议》，对《业绩承诺补偿协议》的部分条款进行调整，调整后的内容符合《监管规则适用指引——上市类第1号》关于业绩补偿承诺原则上不得变更的相关要求。

6、本次配套募集资金用于支付本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费等具备必要性、募集规模具备合理性。

经核查，律师认为：

1、北方多伦通过增资扩股方式引入战略投资者，系响应国家政策导向、落实中国华能整体发展目标的举措；同时，中银金融产投增资北方多伦，主要因为看好风电行业长期发展及追求稳健投资回报。本次交易为同一控制下的股权转让，中银金融产投不享有优先购买权；同时，基于长期投资收益的需求，中银金融产投亦不转让其持有的北方多伦股权。

2、本次交易未收购标的公司全部股权具有合理性；截至本回复出具日，上市公司不存在对标的公司剩余股权的后续收购计划或约定情况。

3、本次交易中两个标的资产合并进行业绩承诺具备合理性；上市公司已与业绩承诺方签署《业绩承诺补偿协议之补充协议》，对《业绩承诺补偿协议》的部分条款进行调整，调整后的内容符合《监管规则适用指引——上市类第1号》关于业绩补偿承诺原则上不得变更的相关要求。

经核查，会计师认为：

1、本次交易现金支付的安排经交易双方协商确定，有利于完善上市公司的股权结构，满足交易对方取得现金的需求、更大程度增厚上市公司每股收益。在此基础上，交易双方对本次交易进行合理的税务筹划，设置差异化支付方式预计可节省本次交易成本。若本次募集配套资金不足或未能成功实施，上市公司可通过自有资金或银行借款等方式予以补足，偿债风险整体可控，但可能导致上市公司资产负债率上升、财务费用增加；

2、本次配套募集资金用于支付本次交易的现金对价、中介机构费用和相关税费等具备必要性、募集规模合理性。

问题 3. 关于同业竞争

重组报告书披露，（1）上市公司控股股东北方公司所发电力主要送入蒙西电网和华北电网；上市公司全部机组发电均送往蒙西电网、蒙东电网、华北电网三个省间电网实现消纳；（2）公司认为位于不同省间电网的发电业务之间不构成同业竞争；本次交易标的公司主营风力发电业务，所发电力全部送往华北电网实现消纳，在本次交易前，上市公司在华北电网已经经营 47.5 万千瓦风电机组，本次交易不会新增重大不利影响的同业竞争；（3）本次交易完成后，上市公司原有的发电业务、煤炭开采及销售业务的同业竞争将仍然存在；为解决同业竞争问题，北方公司陆续出具并严格履行相关承诺，通过资产置换、资产注入等方式逐步减少了上市公司与控股股东的同业竞争；（4）根据 2025 年 2 月发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革，促进新能源高质量发展的通知》，推动新能源上网电量全部进入电力市场、通过市场交易形成价格；公司分析，新能源发电消纳能够得到机制保障。

请公司披露：（1）位于不同省间电网的发电业务之间的关系；结合前述关系梳理本次交易前后上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间，在风电、太阳能等新能源发电、常规能源发电和煤炭产销领域的同业竞争情况，进一步分析本次交易是否新增重大不利影响的同业竞争；（2）上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺及其履行、变更情况，与本次交易安排及相关承诺是否一致；（3）上市公司未来解决同业竞争的计划和措施，各方就解决同业竞争问题作出的承诺是否可行、有效，相关承诺与历史上已公开披露信息和承诺事项是否一致；（4）结合最新政策和各省间电网实际上网情况，说明未来新能源发电消纳是否仍能得到机制保障，进一步分析新能源全面入市对前述同业竞争认定的影响。

请独立财务顾问、律师核查并发表明确意见。

答复：

一、位于不同省间电网的发电业务之间的关系；结合前述关系梳理本次交易前后上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间，在风电、太阳能等新能源发电、常规能源发电和煤炭产销领域的同业竞争情况，进一步分析本次交易是否新增重大不利影响的同业竞争

（一）电力商品的特殊性对于发电企业间竞争关系的影响

根据《<首次公开发行股票注册管理办法>第十二条、第十三条、第三十一条、第四十四条、第四十五条和<公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第57号——招股说明书>第七条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第17号》（以下简称《证券期货法律适用意见第17号》）第1条的相关规定，在核查判断同业竞争事项时需要关注以下判断原则：“同业竞争的‘同业’是指竞争方从事与发行人主营业务相同或者相似的业务。核查认定该相同或者相似的业务是否与发行人构成‘竞争’时，应当按照实质重于形式的原则，结合相关企业历史沿革、资产、人员、主营业务（包括但不限于产品服务的具体特点、技术、商标商号、客户、供应商等）等方面与发行人的关系，以及业务是否有替代性、竞争性、是否有利益冲突、是否在同一市场范围内销售等，论证是否与发行人构成竞争……”。

在我国现行电力体制下，电力作为一种特殊的商品，无法由发电企业直接销售至用电户、必须经过电网公司等电力调度机构调度、输配，发电企业生产和销售电力的过程必须服从电力调度机构的调度管理。在此过程中，如果发电企业上网电量主要取决于电网公司根据自身调度规则、计划决定的各发电企业发电负荷分配，则发电企业无法通过降价、促销等方式去“抢夺”其他发电企业的上网电量，此种情况下，发电企业无法通过自主竞争行为谋求更多经济利益或者损害竞争对手的利益，因而不同发电企业的发电业务之间不存在竞争性和利益冲突，发电企业之间不存在实质性的竞争关系。

（二）上市公司与控股股东、实际控制人位于不同省间电网的发电业务之间的关系

上市公司与控股股东、实际控制人位于不同省间电网的发电业务之间不具有构成实质性竞争的基础。

1、发电机组通常仅接入某一特定省间电网，发电企业无权自行建设或选择输电线路接入不同省间电网

我国大部分区域内部已经形成区域同步电网，区域内所有发电机组、输电线路和用电负荷都在同步运行、频率保持一致；若发电机组同时接入多个省间电网，可能引发功率振荡和电压波动，从而造成电网运行安全隐患。电网具有互联互通属性，电能量一旦注入电网，就会根据电压差、阻抗等自由流动，从物理上说，从任意一点接入电网的电量都可以被整个电网的用电负荷所共享。因此，从电网运行安全性及电网建设经济性等角度考量，接入公共电网的发电机组，通常仅通过唯一的物理节点接入某一省间电网。

此外，输电线路的规划、建设、运营属于电网企业的经营职责，发电企业无权自行建设或选择输电线路接入不同省间电网。

2、发电企业必须且仅能接受所属省间电网电力调度

根据《中华人民共和国电力法》，电网运行实行统一调度、分级管理，任何单位和个人不得非法干预电网调度。根据《电网调度管理条例》，跨省和省级主管部门批准制定年度发电、供电计划，电网公司下达具体的发电、供电调度计划，发电企业必须执行电网公司下达的调度指令。因此，在目前电力体制下，各省间电网分开运营，各省电网公司根据主管部门批准制定的发电计划、上网电量等指标，独立执行调度决策，根据国家能源政策、公平调度原则、电网运行安全等因素决定域内不同发电机组上网电量的分配；同时，发电机组也仅接受所接入省间电网的调度指令，避免多主体调度指令冲突。

由上述电量调度机制可以看出，各省间电网仅能够调度域内发电机组的电量，而无法直接调度其他省间电网域内某一特定发电机组的电量，发电企业也无法越过其机组所接入的省间电网直接向其他省间电网销售电量。即使存在跨省电力调度情形，相应跨省调度电量和电价也由各省间电网公司协商确定，发电企业无法直接参与跨省电力调度。

综合上述，发电企业在不同省间电网的发电业务之间不具有构成实质性竞争的基础。因此，上市公司与控股股东、实际控制人位于不同省间电网的发电业务之间不构成实质性同业竞争。

（三）结合前述关系梳理本次交易前后上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间，在风电、太阳能等新能源发电、常规能源发电和煤炭产销领域的同业竞争情况

本次交易前后，内蒙华电全部机组发电均送往蒙西电网、蒙东电网、华北电网三个省间电网实现消纳。

1、就华北电网发电业务，本次交易前，上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间不存在同业竞争；本次交易后，若华北电网继续执行目前的电量调度机制，上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间仍不存在同业竞争

发电企业生产和销售的主要产品为电力，电力产品的销量（上网电量）直接决定了发电企业的经营状况。如前所述，如果发电企业上网电量主要取决于电网公司根据自身调度规则、计划决定的各发电企业发电负荷分配，则发电企业无法通过降价、促销等方式去“抢夺”其他发电企业的上网电量，此种情况下，发电企业无法通过自主竞争行为谋求更多经济利益或者损害竞争对手的利益，因而不同发电企业的发电业务之间不存在竞争性和利益冲突，发电企业之间不存在实质性的竞争关系。

目前，华北电网各发电企业上网电量主要取决于电网公司调度决策，发电企业在电力生产与销售过程中，必须完全服从、执行电网公司的调度决策；发电企业难以通过相互之间的市场竞争影响其上网电量，也无法在不同发电企业之间相互输送利益或让渡上网电量。因此，内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网不存在同业竞争。

本次交易完成后，若华北电网继续执行目前的电量调度机制，内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网仍不存在同业竞争。华北电网目前出台的政策文件未表明其将对现有电量调度机制进行大的调整。

2、本次交易前后，上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间，在蒙西电网、蒙东电网发电业务以及在煤炭产销领域可能存在一定程度的同业竞争，但相关同业竞争系由历史原因形成，非基于本次交易新增

目前，蒙西电网已全面实行电力现货交易，电网公司的电量调度决策会参考电力实时市场的出清情况，发电企业的经营决策（如报价策略）可以在一定程度

上影响其上网电量。由上述蒙西电网电量调度机制可知，内蒙华电与北方公司、中国华能在蒙西电网存在一定程度同业竞争，该等竞争主要由于历史原因造成。为解决与内蒙华电同业竞争问题，北方公司历史上已经出具相关承诺并通过数次资产注入行为持续履行承诺，相关同业竞争问题的解决具备可行的整合措施；除内蒙华电与北方公司外，中国华能在蒙西电网剩余装机容量为 197.74 万千瓦，占内蒙华电蒙西电网全部装机容量的比例约为 25.81%，占比相对较低，相关同业竞争对内蒙华电不构成重大不利影响。

2025 年 3 月，蒙东电网启动电力现货市场结算试运行，并拟于后续陆续全面开展电力现货交易，若如此，则内蒙华电与北方公司、中国华能在蒙东电网将存在一定程度同业竞争。不过，截至 2025 年 7 月末，内蒙华电在蒙东电网装机容量仅为 9.9 万千瓦，占公司全部装机容量的比例为 0.75%，相关机组经营状况对内蒙华电影响很小，且内蒙华电在蒙东电网域内风电机组均享受国家补贴，相较于火电、水电机组及不享受国家补贴的新能源发电机组具有明显的竞争优势。因此，即使后续蒙东电网全面开展电力现货交易，内蒙华电与北方公司、中国华能在蒙东电网的同业竞争也不会对上市公司构成重大不利影响。

截至 2025 年 7 月末，上市公司拥有煤炭产能 1,500 万吨，位于内蒙古自治区鄂尔多斯市。在鄂尔多斯市及临近的榆林市，北方公司及中国华能亦经营煤炭开采及销售业务，与内蒙华电存在一定程度同业竞争，但由于上市公司下属煤矿煤质较好且主要通过中长期交易方式销售，相关同业竞争情况对内蒙华电煤炭产销业务影响较小、对上市公司不构成重大不利影响。由于煤炭运输成本较高导致销售半径受限，中国华能在其他地区经营的煤炭开采及销售业务与上市公司不构成实质性竞争。

（四）进一步分析本次交易是否新增重大不利影响的同业竞争

本次交易标的公司正蓝旗风电、北方多伦主营风力发电业务，所发电力全部送往华北电网实现消纳。

1、本次交易不会新增内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网域外的构成重大不利影响的同业竞争

如前所述，位于不同省间电网的发电业务之间不具有构成实质性竞争的基础。因此，本次交易不会新增内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网域外的构成

重大不利影响的同业竞争。

2、本次交易不会新增内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网的构成重大不利影响的同业竞争

（1）华北电网域内发电企业上网电量调度机制使得发电企业之间不存在实质性竞争关系

如前所述，华北电网各发电企业上网电量主要取决于电网公司调度决策，发电企业在电力生产与销售过程中，必须完全服从、执行电网公司的调度决策；发电企业难以通过相互之间的市场竞争影响其上网电量，也无法在不同发电企业之间相互输送利益或让渡上网电量。因此，本次交易前后，内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网不存在同业竞争。

华北电网调度机制请详见本问询回复之问题 3/一/（三）/1、就华北电网发电业务，本次交易前，上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间不存在同业竞争；本次交易后，若华北电网继续执行目前的电量调度机制，上市公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间仍不存在同业竞争。

（2）本次交易前，上市公司已在华北电网经营风电业务，本次交易不会新增重大不利影响的同业竞争

标的公司所发电力全部送往华北电网实现消纳。本次交易前，内蒙华电在华北电网已经经营 47.5 万千瓦风电机组。

本次交易是内蒙华电在华北电网现有风电业务的拓展。本次交易完成后，内蒙华电不会新增业务类型，也不会增加经营区域。

综合上述，本次交易不会新增对内蒙华电构成重大不利影响的同业竞争。

二、上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺及其履行、变更情况，与本次交易安排及相关承诺是否一致

（一）上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺及其履行、变更情况

为解决同业竞争问题，历史上北方公司曾陆续出具三项承诺并严格履行相关承诺，具体情况如下：

时间	承诺名称	具体内容	承诺履行情况/是否进行变更
2006年1月	同业竞争及相关解决措施	1、本公司保证在本公司以及关联公司与上市公司竞争时保持中立，不会利用控制人地位损害上市公司的利益； 2、逐步利用内蒙华电发行股票、债券募集资金收购同一电网内其他合适的北方联合电力所属发电厂或机组，逐步减少其与内蒙华电的同业竞争	北方公司历史上严格遵守并履行该承诺； 2009年，北方公司与上市公司进行资产置换，将北方公司旗下优质资产（乌海电厂）与上市公司亏损资产（包一、包二热电厂）置换，显著提升上市公司资产质量及盈利能力； 该承诺未进行变更
2011年7月	关于避免与内蒙华电同业竞争问题有关事项的函	1、将内蒙华电作为北方联合电力有限责任公司煤电一体化等业务的最最终整合平台； 2、北方公司将根据相关资产状况，逐步制定和实施资产整合的具体方案，力争用五年左右时间，将相关所属资产在盈利能力以及其他条件成熟时，逐步注入内蒙华电； 3、北方公司在项目开发、投资、建设等方面优先支持内蒙华电； 4、北方公司将继续履行之前作出的各项承诺，以支持内蒙华电的持续稳定发展。	北方公司历史上严格遵守并履行该承诺； 上市公司分别于2012年收购魏家峁煤电公司88%股权及聚达发电100%股权、2014年收购蒙达公司43%股权及丰镇电厂5、6#机组，进一步优化资产结构，减少同业竞争，提升上市公司资产质量； 考虑到承诺涉及的煤炭及铁路项目不具备注入上市公司的条件，经公司2014年第一次临时股东大会审议通过，豁免部分承诺项目的履行义务
2017年7月	关于避免同业竞争的承诺函	1、北方公司承诺继续将内蒙华电作为北方公司煤电一体化等业务的最最终整合平台，逐步将满足注入上市公司条件的相关业务和资产注入内蒙华电。 2、北方公司拟注入内蒙华电的资产需同时满足以下条件： （1）拟注入资产不出现内蒙华电预测的盈利能力下滑等不利变动趋势； （2）拟注入的资产必须符合国家法律、法规、部门规章及监管机构的规定，不存在产权权属不完善或项目投资审批手续存在瑕疵等情况； （3）资产注入后，须有利于提高内蒙华电资产质量、增强内蒙华电持续盈利能力及改善其的财务状况，其中内蒙华电的每股收益或净资产收益率须呈增厚趋势。 3、北方公司承诺将在相关业务资产满足资产注入条件后三年内，按照法定程序，完成向内蒙华电注入的	北方公司历史上严格遵守并履行该承诺； 北方公司承诺将在相关业务资产满足资产注入条件后三年内，按照法定程序，完成向内蒙华电注入的工作； 内蒙华电与北方公司将持续梳理相关资产情况，并在相关资产满足注入条件后及时履行承诺； 该承诺未进行变更

时间	承诺名称	具体内容	承诺履行情况/是否进行变更
		工作。 4、北方公司承诺，自本承诺函生效之日起，若北方电力违反本承诺而使内蒙华电遭受任何损失，则北方公司承担赔偿责任。	

由上表可见，2006 年北方公司出具承诺，明确将通过内蒙华电收购北方公司资产的方式逐步减少同业竞争；2011 年，北方公司进一步承诺，将内蒙华电作为北方公司煤电一体化等业务的最终整合平台，将相关所属资产在盈利能力以及其他条件成熟时，逐步注入内蒙华电；2017 年，北方公司出具承诺，在继续认可对于内蒙华电作为北方公司煤电一体化等业务最终整合平台的同时，进一步细化了相关资产注入内蒙华电的条件和时限。通过上述北方公司出具的承诺、以及北方公司持续履行相关承诺的情况可以看出，北方公司及内蒙华电计划通过北方公司向内蒙华电陆续注入优质资产的方式，逐步解决内蒙华电与北方公司同业竞争问题，但在此过程中，对可注入资产的条件进行了明确约定，避免相关资产注入损害内蒙华电持续盈利能力。

（二）上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺与本次交易安排及相关承诺是否一致

由上述上市公司及其相关方历史上关于同业竞争的承诺情况可以看出，相关承诺主要聚焦于煤电一体化等传统火电资产，并未涉及风电等新能源资产，这主要是由于相关承诺做出之时，煤电在我国电力系统中仍占据主导地位，新能源发电业务虽快速发展但仍尚待成熟。不过，相关承诺也明确表示，“北方公司将继续履行之前作出的各项承诺，以支持内蒙华电的持续稳定发展”。

通过本次交易，上市公司资产质量进一步提升、盈利能力进一步增强，本次交易有利于内蒙华电的持续稳定发展。上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺与本次交易安排及相关承诺一致。

三、上市公司未来解决同业竞争的计划和措施，各方就解决同业竞争问题作出的承诺是否可行、有效，相关承诺与历史上已公开披露信息和承诺事项是否一致

（一）上市公司未来解决同业竞争的计划和措施

上市公司将设立专门的工作小组，根据北方公司尚未履行完毕的解决同业竞争

相关承诺，定期对北方公司资产状况进行梳理、评估相关资产是否满足注入上市公司条件，并及时向上市公司董事会汇报资产梳理情况。

上市公司董事会将持续督促北方公司履行同业竞争相关承诺。

上市公司将按照相关法律法规和上交所规定，及时、准确披露解决同业竞争问题工作进展。

（二）各方就解决同业竞争问题作出的承诺是否可行、有效，相关承诺与历史上已公开披露信息和承诺事项是否一致

自 2006 年北方公司首次作出解决同业竞争问题相关承诺以来，通过资产置换、资产收购方式，北方公司所属乌海电厂、魏家峁煤电公司 88%股权及聚达发电 100%股权、蒙达公司 43%股权及丰镇电厂 5、6#机组等优质煤电资产陆续置入内蒙华电，推动上市公司与北方公司同业竞争问题得到持续、稳妥解决。北方公司历史上严格遵守、切实履行就解决同业竞争问题作出的相关承诺，且将在未来持续履行相关承诺。各方就解决同业竞争问题作出的承诺可行、有效，相关承诺与历史上已公开披露信息和承诺事项一致。

四、结合最新政策和各省间电网实际上网情况，说明未来新能源发电消纳是否仍能得到机制保障，进一步分析新能源全面入市对前述同业竞争认定的影响

（一）新能源发电消纳的最新政策和各省间电网实际情况

2025 年 1 月 27 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）。根据该 136 号文，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；为应对市场波动，建立“多退少补”的差价结算机制，2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目机制电价沿用现行价格政策（不高于煤电基准价）。

标的公司电量全部送往华北电网（京津冀地区）消纳。2025 年 9 月 26 日，河北省发展和改革委员会发布《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》、《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（以下统称“改革实施方案”）。根据改革实施方案，冀北电网和河北南网均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，建立以市场为导向的新能源价格形成机制；充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好发挥政府作用，稳定项目收益预期，保障市场主体投资积极性，促进新能源高质量发展，推动构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。改革实施方案同时根据 136 号文指导意见确定了部分政策细节：对于机制电价，冀北电网按现行燃煤发电基准价 0.372 元/千瓦时执行，河北南网按现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行；对于机制电量，冀北电网规定单个新能源项目以 2024 年 6 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日实际非市场化交易结算电量占上网电量的比例作为该项目机制电量比例上限，河北南网规定集中式风电项目参与机制电量占上网电量的比例上限为 70%。改革实施方案同时提出加快现货市场建设和交易结算，但并未明确现货市场具体细则和推行时间。

（二）未来新能源发电仍在新型电力系统中占主体地位，其消纳仍得到各项机制措施有效支持

1、136 号文并未改变新能源发电在我国新型电力系统中占主体地位的顶层设计

136 号文的核心内容是新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。可以看出，136 号文聚焦于新能源发电“价格形成”环节，进一步提升了现有新能源消纳机制的效率与可持续性，但并未改变我国构建以新能源为主体的新型电力系统的顶层设计，也不意味着新能源发电全面入市后将与火电等常规能源发电开展全面竞争。具体来说，在推动建设我国新型电力系统过程中，新能源逐步成为发电量的主体，火电等常规能源将逐步转变为支撑性、调节性电源，新能源发电与常规能源发电分别承担不同的定位和功能，虽然新能源发电全面入市后，在部分地区可能与常规能源发电产生一定程度的竞争，但总体来看，双方在新型电力系统中是共生补充、协同发展的关系。

2、新能源发电消纳仍得到各项机制措施有效支持

近年来，我国陆续出台多项法律、法规及政策，推动新能源发电高质量发展，以最大化进行消纳。

2019 年 5 月，《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力

消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）发布，该文件标志着我国以省级行政区域为单位的可再生能源消纳责任权重制度正式确立，明确了承担消纳责任的市场主体并建立了严格的监督考核办法。上述机制建立后，自2020年开始，主管部门每年都会出台文件明确各省级行政区域当年可再生能源电力（主要包括新能源发电和水电）消纳责任权重，2020年到2025年，各地可再生能源电力消纳责任权重逐年提升，以内蒙古为例，非水电（主要为新能源）消纳责任权重由2020年的16.5%提升至2025年的30%；此外，2024年，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，新设电解铝行业绿色电力消费比例目标。136号文发布后，2025年7月1日，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，继续提升各地非水电可再生能源消纳责任权重，并进一步增设钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例，并且规定可再生能源电力消纳责任权重应在当年完成，不能再转移至下一年度。

由上述可见，未来我国新能源发电消纳仍得到各项机制措施有效支持。

（三）进一步分析新能源全面入市对前述同业竞争认定的影响

1、新能源全面入市对上市公司蒙西电网、蒙东电网同业竞争情况认定的影响

目前，内蒙华电与北方公司、中国华能在蒙西电网存在一定程度同业竞争，在蒙东电网不存在同业竞争；后续，若蒙东电网全面开展电力现货交易，则内蒙华电与北方公司、中国华能在蒙东电网将存在一定程度同业竞争。136号文为代表的新能源全面政策入市并未改变蒙西、蒙东电网电量调度机制，不影响上市公司蒙西电网、蒙东电网同业竞争情况认定的合理性。

2、新能源全面入市对上市公司华北电网同业竞争情况认定的影响

136号文为代表的新能源全面入市相关政策聚焦于新能源发电通过市场化手段消纳、上网电价由市场竞争形成，但并未改变华北电网现有电力调度决策机制，即华北电网各发电企业上网电量取决于电网公司调度决策、发电企业无法通过自身的竞争行为决定电量销售。因此，内蒙华电与北方公司、中国华能在华北电网不存在同业竞争的认定仍具有合理性。

新能源全面入市不意味着新能源发电将与火电等常规能源发电开展全面竞

争。在推动建设我国新型电力系统过程中，新能源逐步成为发电量的主体，火电等常规能源将逐步转变为支撑性、调节性电源，新能源发电与常规能源发电分别承担不同的定位和功能，双方在新型电力系统中是共生补充、协同发展的关系。新能源发电消纳仍得到各项机制措施有效支持。

未来，即使华北电网全面开展电力现货交易、使得华北电网域内各发电企业存在一定程度竞争，由于风电企业发电的边际成本几乎为零而火电企业发电边际成本较高、社会用电需求远大于新能源机组电力供给，因而各个风电企业可以通过适度的价格竞争争取更多上网电量、相关潜在竞争不会对标的公司经营状况构成重大不利影响。

综上，新能源全面入市不影响上市公司华北电网同业竞争情况认定的合理性，也不影响本次交易不会新增内蒙华电与北方公司、中国华能构成重大不利影响同业竞争认定的合理性。

五、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅《<首次公开发行股票注册管理办法>第十二条、第十三条、第三十一条、第四十四条、第四十五条和<公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 57 号——招股说明书>第七条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 17 号》关于核查判断同业竞争事项的相关规定。

2、检索 A 股电力行业上市公司、拟上市公司同业竞争案例。

3、了解上市公司及其控股股东、实际控制人煤炭资产情况以及在蒙西电网、蒙东电网、华北电网发电资产情况。

4、查阅上市公司及其相关方历史上就同业竞争问题作出的相关承诺；查阅上市公司就豁免控股股东部分承诺项目履行义务事项的股东大会决议。

5、了解上市公司为解决同业竞争问题制定的计划和措施。

6、查阅我国就新能源电量消纳陆续出台的多项法律、法规及政策；查阅新能源全面入市相关政策。

7、查阅全国新能源消纳监测预警中心公布的各地区新能源并网消纳情况。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问和律师认为：

1、不同省间电网的发电业务之间不具备替代性、竞争性，上市公司与控股股东、实际控制人位于不同省间电网的发电业务之间不构成同业竞争。

2、本次交易前后，上市公司与控股股东、实际控制人在蒙西电网发电业务和煤炭产销领域存在一定程度同业竞争；若后续蒙东电网全面实行电力现货交易，则上市公司与控股股东、实际控制人在蒙东电网的发电业务将存在一定程度同业竞争；上市公司与控股股东、实际控制人在华北电网的发电业务不存在同业竞争；本次交易不会新增上市公司与控股股东、实际控制人之间构成重大不利影响的同业竞争。

3、上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺均得到履行，如存在承诺变更情形，则相关承诺变更事项已经上市公司股东大会审议通过。

4、上市公司及其相关方历史上同业竞争承诺与本次交易安排及相关承诺一致。

5、为解决同业竞争问题，上市公司已制定相应计划和措施。

6、各方就解决同业竞争问题作出的承诺可行、有效，相关承诺与历史上已公开披露信息和承诺事项一致。

7、新能源全面入市相关政策并未实质性影响新能源发电消纳的机制保障，相关政策不会使得本次交易新增上市公司与控股股东、实际控制人之间构成重大不利影响的同业竞争。

问题 4. 关于关联交易

重组报告书披露，（1）报告期内标的公司与北方公司存在多笔关联方资金拆借且金额较大，有关资金拆借目前均已清理；2025 年 2 月 21 日上市公司发布本次重组预案后，标的公司与北方公司之间仍存在大额资金拆借；（2）报告期内标的公司与北方公司存在委托贷款，包括贷入和贷出，北方公司已全额偿还上述委托贷款；（3）报告期各期末，标的公司货币资金余额主要为存放财务公司款项；（4）上都发电公司、上都第二发电公司系上市公司控股子公司，根据上市公司年报，2024 年度净利润分别为-12,448.41 万元、-3,475.49 万元；报告期内标的公司委托上都火电进行管理，同时标的公司承租上都火电房屋和车辆；（5）本次交易完成后，上市公司因标的公司注入公司后导致合并范围扩大以及业务发展需要将新增部分关联交易。

请公司披露：（1）标的公司与关联方之间频繁大额资金拆借的背景和原因，本次重组预案发布后仍存在关联方大额资金拆借的合理性，相应整改措施及进展；（2）标的公司向北方公司委托贷款的原因，委托贷款协议的主要内容及目前效力，委托贷款的具体过程、用途和资金流向，是否存在资金自动归集划拨等影响财务独立性的情形，相关贷款利率的公允性，是否存在大股东资金占用和关联方利益输送的情形；（3）标的公司资金存放于集团财务公司的具体情况及相关管理制度，存款利率及其公允性，是否存在资金自动划拨、使用受限、无法做出独立财务决策等情况；（4）结合（1）-（3）回复内容说明标的公司相关的财务内控是否规范，资金管理审批程序是否完善，是否已建立完整的内部控制制度，规范关联方资金往来的措施及其有效性；（5）上都火电的基本情况，存在亏损的原因，标的公司与上都火电之间的业务资金往来、相关交易定价及其公允性，是否存在关联方为标的公司代垫成本费用等情况；租赁上都火电资产的具体情况、用途、必要性及使用情况，结合委托管理的具体情况，说明标的公司与关联方的办公区域是否可区分，业务资产是否存在混同；（6）本次交易后新增部分关联交易的必要性、合理性和公允性；（7）结合前述回复内容，进一步分析标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间是否存在人员、资产、财务、业务、机构等混同，是否存在关联方资金占用等影响独立性的情形。

请独立财务顾问、律师和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、标的公司与关联方之间频繁大额资金拆借的背景和原因，本次重组预案发布后仍存在关联方大额资金拆借的合理性，相应整改措施及进展

（一）标的公司与关联方之间频繁大额资金拆借的背景和原因

报告期内，标的公司曾与北方公司存在资金拆借情况。标的公司资金拆出主要指向北方公司提供委托贷款；标的公司资金拆入主要通过委托贷款、统借统还的形式向北方公司借入款项。

1、资金拆出情况

（1）正蓝旗风电

正蓝旗风电报告期内曾存在资金拆出的情况，拆出资金的变动情况及期初期末余额具体如下：

单位：万元

期间	期初余额	本期增加	本期减少	期末余额
2023年度	-	25,500.00	16,000.00	9,500.00
2024年度	9,500.00	50,500.00	60,000.00	-
2025年1-3月	-	28,000.00	-	28,000.00

正蓝旗风电拆出资金的形式全部用于向北方公司提供委托贷款，具体情况如下：

序号	合同编号	起始日	到期日	拆出金额 (万元)	实际还款 日	还款金额 (万元)	目前效力
2023年度拆出资金							
1	02202333042	2023/7/28	2024/7/27	7,000.00	2023/10/25	1,500.00	已执行完毕
					2023/11/17	5,500.00	
2	02202333074	2023/8/29	2024/8/28	5,500.00	2023/11/17	5,500.00	已执行完毕
3	02202333085	2023/9/25	2024/9/24	3,500.00	2023/11/17	3,500.00	已执行完毕
4	022023330153	2023/12/28	2024/12/27	9,500.00	2024/5/17	9,500.00	已执行完毕
小计				25,500.00	-	25,500.00	-

序号	合同编号	起始日	到期日	拆出金额 (万元)	实际还款 日	还款金额 (万元)	目前效力
2024年度拆出资金							
5	012024330051	2024/1/31	2025/1/30	10,000.00	2024/5/17	5,500.00	已执行完毕
					2024/11/18	4,500.00	
6	012024330084	2024/2/28	2025/2/28	6,000.00	2024/11/18	2,500.00	已执行完毕
					2024/12/25	3,500.00	
7	012024330145	2024/3/28	2025/3/27	6,500.00	2024/12/25	6,500.00	已执行完毕
8	012024330234	2024/4/26	2025/4/26	8,000.00	2024/12/25	8,000.00	已执行完毕
9	012024330366	2024/6/28	2025/6/28	10,000.00	2024/12/25	10,000.00	已执行完毕
10	012024330467	2024/7/30	2025/7/30	10,000.00	2024/12/25	10,000.00	已执行完毕
小计				50,500.00	-	50,500.00	-
2025年1-3月拆出资金							
11	012025330086	2025/2/27	2026/2/24	19,000.00	2025/4/29	19,000.00	已终止
12	012025330173	2025/3/28	2026/3/27	9,000.00	2025/4/29	9,000.00	已终止
小计				28,000.00	-	28,000.00	-

由上表所示，报告期各期，正蓝旗风电拆出资金的金额分别为 25,500.00 万元、50,500.00 万元与 28,000.00 万元，全部用于向北方公司提供委托贷款。

根据《委托贷款协议》，正蓝旗风电委托华能财务公司，向北方公司发放委托贷款。拆出资金利率为固定利率，参考同期贷款市场报价利率（LPR）确定，执行利率水平为 2.00%，与北方公司同期从外部金融机构获取的流动性贷款利率保持一致。资金拆借利率具有合理依据、具备公允性。

从资金使用目的来看，北方公司获取上述委托贷款主要用于偿还外部债务借款，资金流向清晰。截至目前，正蓝旗风电与北方公司就上述委托贷款所签署的全部《委托贷款协议》均已按照协议约定条款执行完毕，或提前终止；协议履行过程中未出现违约情形。

（2）北方多伦

北方多伦报告期内曾存在资金拆出的情况，拆出资金的变动情况及期初期末余额具体如下：

单位：万元

期间	期初余额	本期增加	本期减少	期末余额
2023年度	-	25,000.00	-	25,000.00
2024年度	25,000.00	72,000.00	25,000.00	72,000.00
2025年1-3月	72,000.00	25,000.00	11,500.00	85,500.00

北方多伦拆出资金的形式全部用于向北方公司提供委托贷款，具体情况如下：

序号	合同编号	起始日	到期日	拆出金额 (万元)	实际还款日	还款金额 (万元)	目前效力
2023年度拆出资金							
1	02202333027	2023/7/21	2024/7/20	7,000.00	2024/7/19	7,000.00	已执行完毕
2	02202333048	2023/8/22	2024/8/21	4,500.00	2024/7/19	4,500.00	已执行完毕
3	02202333086	2023/9/25	2024/9/24	1,500.00	2024/9/10	1,500.00	已执行完毕
4	022023330107	2023/10/27	2024/10/26	2,000.00	2024/10/15	2,000.00	已执行完毕
5	022023330152	2023/12/28	2024/12/27	10,000.00	2024/12/25	10,000.00	已执行完毕
小计				25,000.00	-	25,000.00	-
2024年度拆出资金							
6	012024330050	2024/1/31	2025/1/30	6,500.00	2025/12/4	6,500.00	已执行完毕
7	012024330085	2024/2/28	2025/2/28	2,500.00	2025/2/19	2,500.00	已执行完毕
8	012024330144	2024/3/28	2025/3/27	2,500.00	2025/03/27	2,500.00	已执行完毕
9	012024330250	2024/4/28	2025/4/28	5,500.00	2025/4/24	5,500.00	已执行完毕
10	012024330444	2024/7/25	2025/7/25	18,000.00	2025/7/8	18,000.00	已终止
11	012024330766	2024/11/20	2025/11/20	20,000.00	2025/7/8	20,000.00	已终止
12	012024330977	2024/12/25	2025/12/25	17,000.00	2025/7/8	17,000.00	已终止
小计				72,000.00	-	72,000.00	-
2025年1-3月拆出资金							
13	012025330085	2025/2/25	2026/2/24	19,000.00	2025/7/8	19,000.00	已终止
14	012025330175	2025/3/28	2026/3/27	6,000.00	2025/7/8	6,000.00	已终止
小计				25,000.00	-	25,000.00	-

由上表所示，报告期各期，北方多伦拆出资金的金额分别为 25,500.00 万元、72,000.00 万元与 25,000.00 万元，全部用于向北方公司提供委托贷款。

根据《委托贷款协议》，北方多伦委托华能财务公司，向北方公司发放委托贷款。拆出资金利率为固定利率，参考同期贷款市场报价利率（LPR）确定，执行利率水平为 2.00%，与北方公司同期从外部金融机构获取的流动性贷款利率保持一致。资金拆借利率具有合理依据、具备公允性。

从资金使用目的来看，北方公司获取上述委托贷款主要用于偿还外部债务借款，资金流向清晰。截至目前，正蓝旗风电与北方公司就上述委托贷款所签署的全部《委托贷款协议》均已按照协议约定条款执行完毕，或提前终止；协议履行过程中未出现违约情形。

报告期后截至本回复出具日，北方多伦曾存在向内蒙华电、正蓝旗风电拆出资金的情形。北方多伦存在向内蒙华电、正蓝旗风电拆出资金的行为，具体情况如下：

关联方	拆借金额（万元）	起始日	到期日
拆出			
北方上都正蓝旗新能源有限责任公司	3,000.00	2025/8/27	2026/8/27
北方上都正蓝旗新能源有限责任公司	3,300.00	2025/9/18	2026/9/18
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	25,700.00	2025/7/14	2026/7/14
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	52,000.00	2025/7/16	2026/7/16
合计	84,000.00		

北方多伦已就本次资金拆借事项履行了必要的内部决策程序：北方多伦第二届董事会第一次会议审议通过了《关于公司提供委托贷款的议案》，批准相关资金拆借事宜。上述决策程序符合《公司法》等相关法律法规及北方多伦公司章程的规定。

为保障本次交易的合规性及相关方利益，截至本回复出具日，北方多伦已全额收回报告期后拆出的全部资金，资金拆借清理工作已全部完成。

2、资金拆入情况

（1）正蓝旗风电

正蓝旗风电报告期内曾存在资金拆入的情况，拆入资金的变动情况及期初期末余额具体如下：

单位：万元

期间	期初余额	本期增加	本期减少	期末余额
2023年度	30,000.00	3,600.00	3,600.00	30,000.00
2024年度	30,000.00	3,000.00	30,000.00	3,000.00
2025年1-3月	3,000.00	-	3,000.00	-

正蓝旗风电拆入资金主要通过委托贷款、统借统还的形式向北方公司借入款项，具体情况如下：

序号	合同编号	起始日	到期日	拆入金额 (万元)	实际 付款日	偿还金额 (万元)	目前 效力	执行利 率
委托贷款拆入资金								
1	022023 330129	2023/12/5	2024/12/4	3,600.00	2023/12/25	3,600.00	已执行 完毕	2.00%
统借统还拆入资金								
2	BF202 111097 -0258	2021/11/2 2	2024/11/1 9	30,000.00	2024/11/18	30,000.00	已执行 完毕	3.82%
3	BF202 412094 -2048-	2024/12/2 7	2026/6/21	3,000.00	2025/1/22	3,000.00	已终止	1.60%

由上表所示，正蓝旗风电拆入资金的期初余额为 30,000.00 万元；报告期各期，正蓝旗风电拆入资金的金额分别为 3,600.00 万元、3,000.00 万元与 0 万元。正蓝旗风电主要通过委托贷款、统借统还的形式向北方公司借入资金。借款利率方面，委托贷款拆入资金利率为固定利率，参考同期贷款市场报价利率（LPR）确定，执行利率水平为 2.00%；统借统还拆入资金的利率水平与北方公司取得该笔外部资金的债务成本一致，资金拆借利率具有合理依据、具备公允性。正蓝旗风电获取上述委托贷款主要用于临时补充流动资金及上都风电项目建设支出，借款用途具有合理性。

① 委托贷款

报告期内，正蓝旗风电通过委托贷款形式，向北方公司借入一笔一年期的短期借款。根据《委托贷款协议》，北方公司委托华能财务公司，向正蓝旗风电发放委托贷款。正蓝旗风电获取上述委托贷款主要用于临时补充流动资金及上都风电项目建设支出，借款用途具有合理性。

截至目前，北方公司与正蓝旗风电签署的《委托贷款协议》已按照协议约定条款执行完毕。

② 统借统还

报告期内，正蓝旗风电通过统借统还形式拆入两笔资金，均为借款期限三年期的长期借款。

根据《统借统还借款合同》，北方公司发行碳中和债、或向商业银行贷款获取贷款本金，将贷款本金出借正蓝旗风电，用于正蓝旗风电项目建设或补充营运资金。正蓝旗风电拆入资金的利率水平与北方公司取得外部资金的债务成本一致。

截至目前，北方公司与正蓝旗风电签署的《统借统还借款合同》已按照协议约定条款执行完毕或已终止，协议履行过程中未出现违约情形。

(2) 北方多伦

北方多伦报告期内曾存在资金拆入的情况，拆入资金的变动情况及期初期末余额具体如下：

单位：万元

期间	期初余额	本期增加	本期减少	期末余额
2023年度	20,000.00	-	-	20,000.00
2024年度	20,000.00	51,700.00	71,700.00	-
2025年1-3月	-	-	-	-

北方多伦拆入资金主要通过统借统还的形式向北方公司借入款项，具体情况如下：

序号	合同编号	起始日	到期日	拆入金额 (万元)	实际 付款日	偿还金额 (万元)	目前 效力	执行 利率
1	BF202111 098-0259	2021/11/22	2024/11/19	20,000.00	2024/11/1	20,000.00	已执行 完毕	3.82%
2	BF202408 054-2049	2024/8/30	2027/4/30	3,030.00	2024/12/27	3,030.00	已终止	2.44%/ 2.34%/ 2.09%
3	BF202408 055-2049	2024/8/30	2027/5/30	3,820.00	2024/12/30	3,820.00	已终止	2.44%/ 2.34%/ 2.09%
4	BF202408 056-2049	2024/8/30	2026/6/18	2,000.00	2024/12/27	2,000.00	已终止	2.85%/ 2.75%/ 2.50%
5	BF202408 057-2049	2024/8/30	2026/11/9	21,970.00	2024/12/30	21,970.00	已终止	1.70%/ 1.95%
6	BF202408 053-2049	2024/8/30	2024/12/30	20,880.00	2024/12/30	20,880.00	已执行 完毕	1.85%/ 2.60%

由上表所示，北方多伦拆入资金的期初余额为 20,000.00 万元；报告期各期，北方多伦拆入资金的金额分别为 0 万元、51,700.00 万元与 0 万元。北方多伦主

要通过统借统还的形式向北方公司借入资金。

根据《统借统还借款合同》，北方公司发行碳中和债、或向商业银行贷款获取贷款本金，将贷款本金出借北方多伦，用于北方多伦项目建设或补充营运资金，借款用途具有合理性。

借款利率方面，北方多伦拆入资金的利率水平与北方公司取得该笔外部资金的债务成本一致，资金拆借利率具有合理依据、具备公允性。北方多伦获取上述委托贷款主要用于临时补充流动资金及上都风电项目建设支出。

截至目前，北方公司与北方多伦签署的《统借统还借款合同》已按照协议约定条款执行完毕或提前终止，协议履行过程中未出现违约情形。

3、资金拆借的形成原因和背景

(1) 资金拆借的具体原因及背景

为提升资金利用效率、降低使用成本，北方公司通过委托贷款、统借统还等形式，对下属公司闲置资金统一管理、调配与划拨。该行为可提高闲置资金效益，减少外部融资利息，实现内部资金高效配置，进一步降低整体财务成本。

因此，标的公司与北方公司的资金拆借是基于优化资金管理而临时调拨的行为，具有商业合理性。

(2) 集团内部资金拆借、资金统一管理符合惯例

央企集团以委托贷款、统借统还等形式，对集团及下属公司资金统一管理、优化配置，符合行业惯例。例如国家电力投资集团、中国华电集团等发电集团及其子公司，均存在集团内部资金拆借与闲置资金统一归集管理情形。

因此，标的公司与北方公司报告期内的资金拆借及资金统一管理行为符合行业惯例。

(3) 北方公司不存在通过资金拆借缓解资金压力的需求

北方公司经营情况良好、账面流动性充裕。2024 年度，其营业收入 4,046,012.11 万元，净利润 580,127.14 万元，经营活动现金流量净额 1,101,592.57 万元。同时，北方公司不存在较高债务风险，2024 年末资产负债率为 56.13%。

因此，北方公司无需通过资金拆借或获取本次交易现金对价以解决债务风险、缓解资金压力。

（二）本次重组预案发布后仍存在关联方大额资金拆借的合理性，相应整改措施及进展

1、本次重组预案发布后仍存在关联方资金拆借的合理性

一方面，本次重组预案发布时，本次交易仍处于前期筹划及关键条款磋商阶段；标的资产的估值定价、本次交易的支付安排、交易双方的交割时间等关键条款仍在磋商中。在此阶段，北方公司仍负责标的公司的生产运营，北方公司按照其内部资金统筹管理的惯例，对标的公司的闲置资金进行管理、调配、划拨，具有合理性。

另一方面，根据《上市公司监管指引第9号》等相关法规，标的资产若存在非经营性资金占用问题，须在重组申请获交易所受理前彻底解决。内蒙华电于2025年7月9日召开第十一届董事会第十六次会议，审议通过本次重组的正式交易方案，截至该董事会决议之日，相关资金拆借已全部清理完毕，有关资金拆借的清偿时限严格遵守法律及监管要求。

2、相应整改措施及进展

截至内蒙华电第十一届董事会第十六次会议决议之日，相关资金拆借已全部清理完毕，标的公司的股东及其关联方不存在对标的资产非经营性资金占用的情形。

本次交易完成后，标的公司纳入上市公司体内，将按照上市公司治理标准进行财务管理、健全内部控制。此外，本次交易对方北方公司已出具避免资金占用的承诺，具体内容如下：

“1、截至本承诺函出具之日，本公司及本公司控制的其他企业不存在违规占用上市公司资金的情况，上市公司亦没有为本公司及本公司控制的其他企业提供担保。

2、本次交易后，本公司及本公司控制的其他企业将继续遵守国家法律法规、规范性文件以及上市公司相关规章制度的规定，保证不会以任何方式违法违规占用上市公司资金、要求上市公司代垫费用、承担成本和其他支出或要求上市公司

违法违规提供担保。

3、本公司愿意承担由于违反上述承诺给上市公司造成的直接、间接的经济损失、索赔责任及额外的费用支出。”

二、标的公司向北方公司委托贷款的原因，委托贷款协议的主要内容及目前效力，委托贷款的具体过程、用途和资金流向，是否存在资金自动归集划拨等影响财务独立性的情形，相关贷款利率的公允性，是否存在大股东资金占用和关联方利益输送的情形

（一）标的公司向北方公司委托贷款的原因

北方公司作为标的公司控股股东，基于公司整体经济效益、提升资金使用效率等方面考虑，对下属控股子公司的闲置资金进行管理、调配、划拨。

因此，标的公司与关联方有关资金拆借属于优化资金管理而临时调拨的行为，有利于提高资金使用效率，具有商业合理性。

（二）委托贷款协议的主要内容及目前效力，委托贷款的具体过程、用途和资金流向，是否存在资金自动归集划拨等影响财务独立性的情形

1、委托贷款协议的主要内容及目前效力、委托贷款的具体过程、用途和资金流向

（1）委托贷款协议主要内容及目前效力

报告期内，委托贷款流向以标的公司资金拆出为主。参与主体方面，由标的公司或北方公司作为委托方，委托华能财务公司向对方发放委托贷款，华能财务公司作为受托机构。

截至内蒙华电第十一届董事会第十六次会议决议之日，标的公司委托贷款协议均已按照约定履行完毕或提前终止。截至本回复出具日，标的公司不存在尚处于有效期的委托贷款协议。

（2）委托贷款的具体过程、用途和资金流向

委托贷款的具体过程、用途和资金流向具体情况参见本回复“问题 4/一/（一）/1、资金拆出情况、2、资金拆入情况”。

2、是否存在资金自动归集划拨等影响财务独立性的情形

依据中国华能《资金管理规定》《资金账户管理办法》相关要求，标的公司需在集团财务公司开立存款账户，标的公司资金按规定纳入集团资金集中管理体系，同时严格遵循“存取自由”原则，标的公司有权对资金使用进行自主决策。

报告期内，标的资产向北方公司发放的委托贷款，均已逐项签署《委托贷款协议》，协议内容明确约定了贷款金额、期限、利率、还款方式等核心条款，资金往来流程合法合规。

因此，标的资产不存在将资金自动归集至控股股东、实际控制人及其关联方账户的情况，亦未出现其他可能影响其财务独立性的情形。

（三）相关委托贷款利率的公允性

报告期内，标的公司与北方公司之间委托贷款利率均参考同期全国银行间同业拆借中心发布的一年期贷款市场报价利率（LPR）确定，在一年期 LPR 基础上考虑一定的利率下浮，与标的公司或北方公司同期获得的贷款支持性利率基本一致。标的公司与北方公司之间委托贷款利率公允，委托贷款具体利率及利率确定依据参见本回复“问题 4/二/（二）/1、委托贷款协议的主要内容及目前效力、委托贷款的具体过程、用途和资金流向”。

（四）是否存在大股东资金占用和关联方利益输送的情形

报告期内，标的公司与北方公司曾存在资金拆借事项；截至内蒙华电第十一届董事会第十六次会议决议之日，相关资金拆借已全部清理完毕，标的公司的股东及其关联方不存在对标的资产非经营性资金占用的情形。有关资金拆借均按照市场利率进行利息结算，不存在关联方利益输送的情形。

三、标的公司资金存放于集团财务公司的具体情况及相关管理制度，存款利率及其公允性，是否存在资金自动划拨、使用受限、无法做出独立财务决策等情况

（一）标的公司资金存放于集团财务公司的具体情况

报告期各期末，正蓝旗风电在集团财务公司的存款金额分别为 1,417.26 万元、2,362.68 万元、2,807.75 万元；北方多伦在集团财务公司的存款金额分别为

1,852.32 万元、1,994.17 万元、3,212.16 万元。标的公司在集团财务公司存放的款项均为可随时支取的活期存款；具体如下：

1、正蓝旗风电

单位：万元

项目	期末余额		
	2025年3月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
存放财务公司款项	2,807.75	2,362.68	1,417.26
其中：活期存款	2,807.75	2,362.68	1,417.26

2、北方多伦

单位：万元

项目	期末余额		
	2025年3月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
存放财务公司款项	3,212.16	1,994.17	1,852.32
其中：活期存款	3,212.16	1,994.17	1,852.32

（二）标的公司资金存放于集团财务公司的相关管理制度

根据《企业集团财务公司管理办法》（中国银行保险监督管理委员会令 2022 年第 6 号），企业集团财务公司可以为企业集团成员单位提供存款、信贷、结算及其它金融服务，有利于企业集团成员单位优化财务管理、提高资金使用效率、降低融资成本和融资风险。

根据中国华能《资金管理规定》《资金账户管理办法》，以及标的公司与集团财务公司签署的《结算账户管理协议》，标的公司在集团财务公司开立存款账户，用于存放管理资金、办理资金收付以及进行资金结算。标的公司的资金遵循存取自由的原则，实施集团资金集中管理，可实现统筹资金资源、防范资金风险、提高使用效率和效益。

报告期内，标的公司已建立《大额资金使用管理办法》《货币资金管理办法》《月度资金预算管理办法》等内部控制制度，规范资金授权审批、资金存放、资金调度等内部控制制度，资金管理相关内控得以有效执行。

（三）存款利率及其公允性

报告期内，标的公司在财务公司的存款类型主要为活期存款，财务公司存款

利率及定价原则情况如下：

正蓝旗风电					
年份	类型	定价原则	期末余额 （万元）	存款利率	利息收入金额 （万元）
2023 年度	活期存款	不逊于同期中国人民 银行对外公布的同类 型存款利率	1,417.26	0.35%	33.37
2024 年度	活期存款		2,362.68		75.72
2025 年 1-3 月	活期存款		2,807.75		16.11
北方多伦					
年份	类型	定价原则	期末余额 （万元）	存款利率	利息收入金额 （万元）
2023 年度	活期存款	不逊于同期中国人民 银行对外公布的同类 型存款利率	1,852.32	0.35%	38.32
2024 年度	活期存款		1,994.17		93.44
2025 年 1-3 月	活期存款		3,212.16		20.62

报告期内，集团财务公司为标的公司提供的活期存款利率为 0.35%，存款利率系参考中国人民银行公布的人民币存款基准利率确定，与同期商业银行存款利率不存在明显差异，存款利率具有公允性。

（四）是否存在资金自动划拨、使用受限、无法做出独立财务决策等情况

据中国华能《资金管理规定》《资金账户管理办法》，下属企业需在集团财务公司开立专用账户，纳入集团资金归集与统一管理体系。该管理模式并非中国华能个例，而是央企体系内的通行惯例；如中国华电集团、国家电投集团等电力行业央企集团公司，均通过设置集团财务公司的方式统筹资金管理，以提升集团整体资金使用效率、降低综合财务成本。

报告期内，标的公司作为中国华能下属企业，存在将资金自动归集至华能财务公司所开立账户的情形。交易对方将资金划转至标的公司开立在集团财务公司的账户，划转后的资金仍在标的公司名下而非中国华能或其他关联方名下，不存在集团财务公司违规自动划拨标的公司资金的情形。

标的公司对于归集至集团财务公司账户内资金的使用可独立决策、无需经过集团财务公司审批，标的公司在资金存放至集团财务公司账户期间内拥有对资金收支操作的完整权限，能够自由支取账户内的资金，保证资金的独立存放和使用。因此，标的公司不存在资金使用受限、无法做出独立财务决策等情况。

截至本回复出具日，标的公司已对资金自动归集情形进行整改，已不存在向

其开立在华能财务公司的账户自动归集资金的情况。

四、结合（1）-（3）回复内容说明标的公司相关的财务内控是否规范，资金管理审批程序是否完善，是否已建立完整的内部控制制度，规范关联方资金往来的措施及其有效性

（一）标的公司资金拆借相关的财务内控制度、资金管理审批程序

标的公司严格按照中国华能《资金管理规定》《资金账户管理办法》的相关规定，建立《大额资金使用管理办法》《货币资金管理办法》《月度资金预算管理办法》等资金管理制度，规范关于资金存放、审批、使用、监督等各环节的内控制度，具体包括资金存放的审批和核查机制，确保资金的存放及使用符合规定。

报告期内，标的公司相关资金拆借、资金管理审批符合标的公司的资金管理内控制度，内部控制有效运行。

（二）标的公司关联交易内控制度、规范关联方资金往来的措施及其有效性

标的公司已建立并严格执行内部控制制度，完善资金管理、关联交易相关内部控制。此外，本次交易完成后，标的公司将纳入上市公司体系，按照上市公司治理标准完善关联交易、资金运营等管理制度和内部控制制度，标的公司将根据上市公司《关联交易管理制度》有关规定及法规要求规范经营行为和信息披露，进一步规范关联方资金往来。

本次交易完成后，上市公司将督促标的公司及其董事、高级管理人员忠实、勤勉地履行职责，维护标的公司与全体股东利益，全面做好标的公司内部控制等工作，进一步加强标的公司治理和规范运作，杜绝出现任何形式的关联方资金占用的情况，切实维护标的公司与全体股东利益。

五、上都火电的基本情况，存在亏损的原因，标的公司与上都火电之间的业务资金往来、相关交易定价及其公允性，是否存在关联方为标的公司代垫成本费用等情况；租赁上都火电资产的具体情况、用途、必要性及使用情况，结合委托管理的具体情况，说明标的公司与关联方的办公区域是否可区分，业务资产是否存在混同

（一）上都火电的基本情况，存在亏损的原因

1、上都火电基本情况

上都火电指上都发电公司、上都第二发电公司，系上市公司控股子公司，地处锡林郭勒盟正蓝旗上都镇，主营火力发电业务，所发电量通过“点对网”方式送往华北电网消纳。有关公司基本情况如下：

（1）内蒙古上都发电有限责任公司

公司名称	内蒙古上都发电有限责任公司
统一社会信用代码	91152500747941116B
注册地址	正蓝旗上都镇
法定代表人	沈庆贺
注册资本	207,922.00万元人民币
企业类型	其他有限责任公司
成立日期	2003-07-25
经营范围	四台600MW燃煤发电机组的建设和电力生产、销售；电力设备检修、电力工程技术咨询、服务和培训、粉煤灰及石膏综合利用、石灰粉加工与销售、保温材料、运输、电力物质采购和经营；热力销售、热力检修
股权结构	内蒙华电持有51.00%股权；京能电力（600578.SH）持有49.00%股权

上都发电公司 2024 年、2025 年 1-6 月的主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2025.6.30/2025年1-6月	2024.12.31/2024年度
总资产	281,965.51	275,238.17
净资产	220,195.60	209,393.66
营业收入	167,861.89	434,634.94
净利润	9,366.32	-12,448.41

注：2025 年 1-6 月财务数据暂未审计；2024 年度财务数据已经中证天通会计师审计。

(2) 内蒙古上都第二发电有限责任公司

公司名称	内蒙古上都第二发电有限责任公司
统一社会信用代码	91152530570635913F
注册地址	正蓝旗上都镇
法定代表人	沈庆贺
注册资本	101,735.00万元人民币
企业类型	其他有限责任公司
成立日期	2011-04-01
经营范围	两台660MW燃煤发电机组的建设和电力生产、销售；电力设备检修、电力工程技术咨询、服务和培训、粉煤灰及石膏综合利用、石灰粉加工与销售、保温材料、运输、电力物质采购和经营；热力销售、热力检修
股权结构	内蒙华电持有51.00%股权；京能电力（600578.SH）持有26.00%股权；北方公司持有23.00%股权

上都第二发电公司 2024 年、2025 年 1-6 月的主要财务数据如下：

单位：万元

项目	2025.6.30/2025年1-6月	2024.12.31/2024年度
总资产	193,769.23	207,516.50
净资产	120,224.27	126,612.36
营业收入	64,799.43	165,550.34
净利润	-7,145.68	-3,475.49

注：2025 年 1-6 月财务数据暂未审计；2024 年度财务数据已经中证天通会计师审计。

2、上都火电存在亏损的原因

(1) 收入端：电力系统能源结构转型，致使发电量减少及收入下滑

为实现“碳中和”、“碳达峰”等国家能源战略目标，我国电力系统正经历从传统火电主导向新能源主导的转型变革。长期来看，火力发电机组将逐渐从电力供应的主体向提供基础能源、调峰和备用电源的角色转变，火电机组发电量下降成为我国电力系统能源结构转型背景下的必然趋势。

近年来，我国京津冀地区及各省份的火电利用小时数情况如下表所示：

单位：小时

地区/年度	京津冀总和	北京	天津	河北
				
2015	13,523.00	4,158.00	4,519.00	4,846.00
2016	13,608.00	4,320.00	4,314.00	4,974.00
2017	12,957.00	3,754.00	4,147.00	5,056.00

地区/年度	京津冀总和	北京	天津	河北
				
2018	13,500.00	3,939.00	4,471.00	5,090.00
2019	12,810.00	3,931.00	4,028.00	4,851.00
2020	12,316.00	3,823.00	4,015.00	4,478.00
2021	12,010.00	3,929.00	3,921.00	4,160.00
2022	11,797.00	3,886.00	3,689.00	4,222.00
2023	12,104.00	3,928.00	3,826.00	4,350.00
2024	11,846.00	3,688.00	3,776.00	4,382.00

2015 年至今，我国京津冀地区火电机组平均利用小时数总体呈现出较为明显的下降趋势，上都火电的火力发电机组利用小时数及发电量随之下降，进而导致上都火电收入规模缩减。

（2）成本端：煤炭价格高位运行、固定支出高企，加剧成本压力

火力发电企业成本主要包括原料煤价格及固定成本支出。

近年来动力煤价格呈现显著波动特征，其中 2021 年 10 月出现历史峰值，5,500K 动力煤价格（环渤海港口现货）一度突破 2500 元/吨，创下十年内最高水平。此后在煤价虽从极端高位回落，但价格中枢较 2021 年前已实现大幅上移。2024 年度，煤炭市场延续这一高位运行态势，5,500K 动力煤价格（环渤海港口现货）全年均价维持在 720 元/吨高位。



图 5,500K 动力煤价格（环渤海港口现货）价格走势

与此同时，上都火电使用煤种为褐煤，主要采购自锡林浩特地区，除上都火

电外，锡林浩特市周边还存在内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司、大唐内蒙古多伦煤化工有限责任公司等用煤企业以及多家煤电企业，区域煤炭供求处于紧平衡状态，因而煤价更为坚挺。

此外，火力发电企业属于资产密集型行业，折旧、财务费用、环保改造等固定成本呈刚性，在企业发电量下降的情况下，单位固定成本无法建立随收入波动灵活调整的传导机制，加剧成本压力。

综合上述分析，在收入端，电力系统能源结构转型致使火电机组发电量下降，进而导致收入规模缩减；在成本端，煤炭价格高位运行加之固定成本难以压缩，成本无法随收入变动灵活调整。收入减少与成本高企，致使上都火电利润空间被挤压，整体盈利能力下滑。

（二）标的公司与上都火电之间的业务资金往来、相关交易定价及其公允性，是否存在关联方为标的公司代垫成本费用等情况

报告期内，标的公司与上都火电的业务往来包括向上都火电进行服务采购及资产租赁，资金往来主要为前述业务结算形成的资金往来。具体情况如下：

1、正蓝旗风电

（1）关联采购

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都发电有限责任公司	委托管理等服务	101.41	461.64	63.78
内蒙古上都第二发电有限责任公司	委托管理等服务	54.61	306.63	220.91
小计		156.02	768.27	284.69
内蒙古上都发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	4,236.79
内蒙古上都第二发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	2,179.25
小计		-	-	6,416.04
合计		156.02	768.27	6,700.73

① 向上都火电采购委托管理等服务

报告期内，正蓝旗风电向上都火电采购委托管理等服务金额分别为 284.69 万元、768.27 万元与 156.02 万元，占当期采购总额比例分别为 0.12%、3.57%及 19.91%。

上都风电项目规划建设前，上都火电已于正蓝旗投产运营 6 台火电机组，装机容量合计达 3,720MW。2021 年 11 月，经有关部门决策批准，标的公司在上都火电近区建设上都风电项目。主体基础方面，上都火电已搭建起涵盖经营管理、党建、人力、财务等全链条的成熟管理架构，具备提供标准化、专业化管理服务的能力。项目关联方面，标的公司坐落于上都火电附近，地理空间上的邻近性为管理资源共享创造了天然条件。标的公司与上都火电核心经营模式均围绕电力生产运营展开，在日常经营管理、合规风控等核心环节具有高度协同性和相似性。

出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理等服务。在成本分摊方面，双方按照装机容量比例分配管理人员薪酬等服务成本。

交易价格方面，经双方协商，委托管理费用按照实际发生额确定、根据标的公司及上都火电装机容量分摊，由标的公司向上都火电支付。鉴于目前电力行业委托管理业务尚未形成公开市场，未建立公开透明的市场定价机制。

经检索，部分电力行业上市公司近期开展/接受委托管理及收费情况具体如下：

序号	公司名称	委托管理内容	委托管理交易价格及定价原则
1	华能国际 (600011.SH)	电力、非电力资产	根据单位装机容量的管理成本，参考委托管理电力资产和受托管理电力资产的装机量厘定
2	电投能源 (000862.SZ)	经营性资产的经营权及投资形成的股权	对应产生的管理、生产成本进行分摊

由上表所示，标的公司委托管理等服务的定价原则存在市场可比案例，交易价格计算方式具有公允性。

有关交易具有真实交易背景与充分定价依据，交易价格公平合理，不存在关联方为标的公司代垫成本费用情况。

② 向上都火电采购技术服务

2023 年，正蓝旗风电向上都发电公司、上都第二发电公司采购技术服务金额分别为 4,236.79 万元、2,179.25 万元，占当期采购总额比例分别为 1.79%、0.92%。

上都火电与正蓝旗风电地处相邻地区，上都火电深耕上都地区多年，配备专

业技术团队运营大容量火力发电机组。在上都风电项目开工建设直至全容量并网投产过程中，上都火电对标的公司提供并网操作、接入配合改造、无功补偿调节等并网支持，标的公司据此支付技术服务费，相关交易具有合理性及必要性。相关交易价格按照实际成本为依据，由交易各方友好协商最终确定。

该等技术服务属于上都风电项目建设阶段发生的偶发性交易，暂无完全可比的第三方市场化交易供参考。标的公司仅能从上都火电这一特定供应商处采购并网配合技术服务，具体原因包括：

A.上都火电与标的公司地处同一区域，共用部分输电通道和基础设施，上都火电配合标的公司并网调试具有必要性；

B.上都火电经营的火电机组属于传统发电能源，可作为稳定基荷或调峰电源，在风电机组频繁调启的并网过程中发挥平抑波动、灵活调节效果，确保电网运行稳定性；

C.标的公司位于风力资源富集的上都山谷地区，周边无城镇，短期内难招大量专业电气化作业人员。上都风电项目建设中亟需具备丰富行业经验的作业人员完成授电设备的冲击试验、检查等专业操作。而上都火电拥有技术丰富、稳定性高的专业团队，可及时响应标的公司施工作业需求；

D.根据相关政策指引，新增的风电项目若“配套”火电机组实施灵活性改造，其并网审批流程将会更为顺利。

标的公司已与上都火电签署《并网配合技术服务合同》，约定在上都风电项目开工建设直至全容量投产过程中，上都火电对标的公司提供并网配合技术服务。具体交易内容、定价依据如下：

单位：万元

服务类型	技术要求	金额	占比	费用构成及定价方式
并网操作配合技术服务	配合上都风电项目完成母线轮停切换操作和母线保护装置轮停切换操作	160.00	1.62%	1、编制操作方案费用
				2、人工费=标准单位人工成本×参与人数
				3、风险费用=标准单位机组包干费用×机组台数
接入配合改造技术服务	500kV 母线差动保护改造，进行安全稳定控制系统改造及联调工作	124.00	1.25%	1、安全稳定控制系统费用=实际改造成本+人工成本
				2、安稳装置联调费用=风电设备

服务类型	技术要求	金额	占比	费用构成及定价方式
				投资成本×2%
				3、改造工程涉及新增占地费用、协同电网费结合可比交易确定
无功补偿调节技术服务	新能源未配置过电压联切装置前，火电6台机组配合新能源提供无功补偿调节服务	28.00	0.28%	按照标的公司购置无功补偿装置设备原价的2%计取
并网配合技术服务	(1) 电网协调服务：协调华北电网多个处室完成资料提报、事务协理等事务性工作	4.00	0.04%	依据标的公司采购同类并网技术服务合计费用报价的2%计取
	(2) 专题研究服务：安稳专题研究、次同步谐振专题研究以及电能质量专题研究等	36.00	0.36%	按照标的公司采购新能源项目科研专题费用总额的2%计取
	(3) 授电、并网检查服务：根据需要调派部分专业人员配合完成项目并网前的检查和授电工作	300.00	3.03%	上都火电公司生产人员年均薪酬×服务时长×服务人次
	(4) 电气试验技术服务：按照规程对授电设备配合设备厂家及相关方进行电气试验	4.00	0.04%	其他项目电气试验报价2%计取
配合调试技术服务	(1) 调试方案编制审核服务费：调试阶段，甲方配合完成调试方案的编制和审核工作	4.00	0.04%	调试技术服务金额的2%计取
	(2) 汇集站及升压站调试配合服务费：配合进行500kV汇集站及220kV升压站的分系统调试、整套启动调试等工作	920.00	9.30%	升压站设备总金额的2%
	(3) 火电机组调整配合服务费：致使电网频繁调停、调启6台火电机组，同时影响机组供电煤耗	6,428.00	64.98%	(1) 火电机组单次启动成本×调停次数 (2) 机组供电煤耗×2023年综合标煤单价
配套灵活性改造技术服务	按照上都风电项目建设进度以及工期安排完成6台火电机组灵活性改造，满足华北电网针对火电机组的调节能力要求	1,884.00	19.05%	6台火电机组灵活性改造实际成本支出
合计		9,892.00	100.00%	-

注：根据标的公司与上都火电签署的《技术服务协议》，由正蓝旗风电、北方多伦按照装机容量分摊技术服务费，此处列示分摊前的技术服务费合计金额。

由上表所示，并网技术服务费主要包括火电机组调整配合服务费以及配套灵活性改造技术服务费，该两项技术服务支出合计 8,312.00 万元，占比 84.03%。

接入配合改造技术服务、无功补偿调节技术服务及并网配合技术服务中的部分费用根据风电设备投资成本、新增装置设备原价、同类服务费用总额的 2% 计取，是以上都火电过往机组的改造、调试实际发生的成本为参照，并考虑本次新增风电机组的装机容量、工作量、实施难度等进行的综合预估，定价具有合理性。

火电机组调整配合服务费金额 6,428.00 万元，依据“单次启动成本×调停次数”的成本核算模式。其中，单次启动成本考虑机组启停直接成本并考虑机组启停对供电煤耗的额外消耗，单次启动成本与有关能源主管部门规定的 60 万千瓦级别火电机组启动费用申报价格上限可比，定价具有公允性；调停次数按照实际发生次数核算。

配套灵活性改造技术服务实际支出金额为 1,884.00 万元。为实施火电机组灵活性改造，上都火电委托独立第三方机构编制了项目可研报告，但根据可研报告实施全部改造所需时间较长。为配合标的公司风电机组尽快并网、同时减少改造对于上都火电生产经营的影响，上都火电仅实施了部分改造内容，改造成本与可研报告列示的成本相匹配且全部由标的公司承担。

为维护集团内兄弟公司的友好合作关系，经各方协商，上述相关交易以上都火电提供各项服务的实际成本作为交易价格，由标的公司向上都火电支付。

综上，有关交易具有真实交易背景与充分定价依据，交易价格公平合理，不存在关联方为标的公司代垫成本费用的情况。

（2）关联租赁

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都发电有限责任公司	租赁车辆	-	-	17.70
内蒙古上都第二发电有限责任公司	租赁办公楼	-	10.09	15.60
合计	-	-	10.09	33.30

报告期内，正蓝旗风电向关联方支付的租赁费用分别为 33.30 万元、10.09 万元、0 万元，占各期采购总额的比例依次为 0.14%、0.03%、0.00%。

2023 年度因上都风电项目尚处于开发建造阶段，标的公司对车辆有较高频次且不定期的使用需求，正蓝旗风电因此向上都发电公司租赁车辆，用于人员与物资的机动运送。2024 年度，随着标的公司全面转入稳定生产运营阶段，其自有车辆已能满足使用需求，故不再向上都发电公司租赁车辆。车辆租赁价格以实际使用成本为基础，由交易双方协商确定。

上都第二发电公司于 2011 年 12 月全部竣工投产，按建设规划完成三期工程办公楼并投入使用。后因火电机组运营自动化程度及经营效率大幅提升，该

办公楼自 2015 年起处于闲置状态。2021 年，上都风电项目建设储能项目，鉴于该办公楼距离风电基地及储能项目较近，便于开展设备巡检、检测等运营工作，正蓝旗风电遂与上都第二发电公司签订租赁合同，将其作为新能源生产运营人员的专职办公场所。办公楼租赁价格以实际使用成本为基础，由交易双方协商确定。

有关交易具有真实交易背景与充分定价依据，交易价格公平合理，不存在关联方为标的公司代垫成本费用的情况。

2、北方多伦

(1) 关联采购

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都发电有限责任公司	委托管理等服务	35.40	203.14	186.48
内蒙古上都第二发电有限责任公司	委托管理等服务	19.06	135.77	56.88
小计		54.46	338.91	243.36
内蒙古上都发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	1,925.47
内蒙古上都第二发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	990.57
小计		-	-	2,916.04
合计		54.46	338.91	3,159.40

① 向上都火电采购委托管理服务

报告期内，北方多伦向上都火电采购委托管理等服务金额分别为 243.36 万元、338.91 万元与 54.46 万元，占当期采购总额比例分别为 0.68%、6.25%及 18.95%。

有关交易具有真实交易背景与充分定价依据，交易价格公平合理，不存在关联方为标的公司代垫成本费用的情况。具体情况参见本回复“问题 4/五/（二）/1/（1）/①向上都火电采购委托管理服务”。

② 向上都火电采购技术服务

2023 年，北方多伦向上都发电公司、上都第二发电公司采购技术服务金额分别为 1,925.47 万元、990.57 万元，占当期采购总额比例分别为 5.39%、2.77%。

有关交易具有真实交易背景与充分定价依据，交易价格公平合理，不存在关联方为标的公司代垫成本费用的情况。具体情况参见本回复“问题 4/五/（二）/1/

(1) /②向上都火电采购技术服务”。

(2) 关联租赁

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都第二发电有限责任公司	租赁办公楼、车辆	-	4.59	26.55
合计	-	-	4.59	26.55

报告期内，北方多伦向关联方支付的租赁费用分别为 26.55 万元、4.59 万元、0 万元，占各期采购总额的比例依次为 0.09%、0.19%、0.00%。

有关交易具有真实交易背景与充分定价依据，交易价格公平合理，不存在关联方为标的公司代垫成本费用的情况。具体情况参见本回复“问题 4/五/（二）/1/（2）关联租赁”。

（三）租赁上都火电资产的具体情况、用途、必要性及使用情况，结合委托管理的具体情况，说明标的公司与关联方的办公区域是否可区分，业务资产是否存在混同

1、租赁上都火电资产的具体情况、用途、必要性及使用情况

报告期内，标的资产存在向上都火电租赁车辆及办公楼的情况，有关交易具有真实交易背景及必要性，具体情况参见本回复“问题 4/五/（二）/1/（2）关联租赁”及“问题 4/五/（二）/2/（2）关联租赁”。

2、结合委托管理的具体情况，说明标的公司与关联方的办公区域是否可区分，业务资产是否存在混同

标的公司与关联方的主要工作人员类型、职能及办公地点情况具体如下：

公司	主要人员类型	工作职能	有关人员是否提供委托管理服务	办公地点	办公场所权属
上都火电	管理层及综合服务人员	经营与综合管理、党建与纪检监察、人力资源、财务核算、市场营销等	是	行政办公楼	上都火电
	生产管理部门	统筹上都火电生产计划制定、调度协调、安全管理，对火电生产环节全流程监督指导	否	上都电厂生产办公楼	上都火电
	机组运维监测人员	火力发电机组日常参数监测、设备巡检、故障预警与初步处置，保障机组稳定运行	否	运行集控中心及火电机组运行车间	上都火电

公司	主要人员类型	工作职能	有关人员是否提供委托管理服务	办公地点	办公场所权属
	火电机组操作员	按规程操作机组，监控设备参数，执行启停机、负荷调整等操作，保障机组安全发电	否	运行集控室及火电机组运行车间	上都火电
标的公司	管理层及综合服务人员	经营与综合管理、党建与纪检监察、人力资源、财务核算等	是	行政办公楼	上都火电
	生产管理部门	统筹新能源生产规划、资源调配，监督生产流程合规性与安全性，协调解决生产环节重大问题	否	三期工程办公楼	上都火电，标的公司租用
	风电机组运维人员	风机、变电升压设备、储能设施等日常监测、巡检、维护，保障风电设备高效运行	否	中心汇集站及各风场项目办公室	标的公司

由上表所示，委托管理服务涉及的管理层及职能岗位人员于行政办公楼集中办公。除前述人员外，上都火电、标的资产的业务及生产岗位人员均分属于不同办公场所。

其中，行政办公楼位于上都火电厂区内且属上都火电所有，其余办公与生产场所均相互独立且权属清晰：运行集控中心、火电机组运行车间等属于上都火电；三期工程办公楼属于上都火电但经标的公司租赁，距离标的公司 500KV 汇集站、升压站等距离较近；中心汇集站、各风场项目办公室等均属标的公司所有。

综上所述，报告期内，上都火电及标的公司人员岗位设置清晰、办公场所可明确区分，不存在业务资产混同情况。

六、本次交易后新增部分关联交易的必要性、合理性和公允性

（一）本次交易新增关联交易具有必要性、合理性及公允性

本次交易完成后，标的公司纳入上市公司合并报表范围，导致上市公司与北方公司将新增部分安全生产服务关联交易金额，但相关交易具备必要性、合理性及公允性。具体情况如下：

根据原国家电力公司 2001 年颁发的《安全生产监督规定》（国电发〔2001〕793 号），电力生产性单位依据资产和管理关系，实行母公司对子公司、总公司对分公司的安全生产监督。电力体制改革后，上述要求被改革后存续的电力生产单位继承。

根据上述要求，北方公司需为下属控股子公司（含上市公司）的发电机组提供安全生产监督与技术服务，包括但不限于组织制订综合性的安全生产管理制度；建立健全生产监督组织机构等。

北方公司为控股子公司发电机组提供相关服务，一方面，由北方公司统一安排电力机组的检修、消缺、出力调度，可确保区域内电网稳定运行以降低消耗；另一方面，有助于更好保障发电企业安全生产。本着合理负担成本费用原则，北方公司与接受安全生产服务的各单位约定，各接受服务单位向北方公司支付安全生产服务费，付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算、按年支付，自 2004 年 1 月 1 日起执行。该付费标准自制定以来未经调整。

根据上述规定，标的公司每年向北方公司支付的安全生产服务费金额如下表所示：

公司	计算依据	金额（万元）
正蓝旗风电	15 元/千瓦×110 万千瓦	1,650.00
北方多伦	15 元/千瓦×50 万千瓦	750.00
合计	-	2,400.00

（二）本次交易完成后，上市公司关联交易占比降低，符合市场惯例

根据中证天通会计师出具的《备考审阅报告》（中证天通(2025)阅 21100007 号），本次交易完成后，标的公司纳入上市公司合并报表范围，上市公司与标的公司之间的关联交易将作为合并报表范围内的内部交易而予以抵消，本次交易将减少上市公司与标的公司之间的关联交易，保证上市公司独立性。

根据上市公司 2024 年度、2025 年 1-3 月财务报表以及 2024 年度、2025 年 1-3 月经审阅的备考合并财务报表，上市公司本次交易前后关联交易数据如下：

单位：万元

项目	2025 年 1-3 月		2024 年度	
	本次交易前	本次交易后（备考）	本次交易前	本次交易后（备考）
向关联方销售商品、提供劳务金额	81,334.48	81,435.32	358,972.86	358,269.03
营业收入	505,204.49	544,839.03	2,229,363.31	2,385,507.84
占营业收入比例	16.11%	14.95%	16.10%	15.02%
向关联方采购商品、接受劳务金额	86,063.01	86,786.07	522,420.17	529,620.93

营业成本	378,719.32	389,826.41	1,799,933.14	1,845,595.92
占营业成本比例	22.72%	22.26%	29.02%	28.70%

由上表所示,通过本次交易,上市公司关联销售及关联采购占比均有所下降。本次交易导致标的公司纳入上市公司合并范围,有利于规范上市公司的关联交易。整体而言,上市公司不存在对关联方依赖较大的情形,本次重组完成后,上市公司关联交易金额略有上升,但关联销售及关联采购占比均有所下降,关联交易变动情况符合并购重组交易的市场惯例。

七、结合前述回复内容,进一步分析标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间是否存在人员、资产、财务、业务、机构等混同,是否存在关联方资金占用等影响独立性的情形

(一) 结合前述回复内容,进一步分析标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间是否存在人员、资产、财务、业务、机构等混同

标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在人员、资产、财务、业务、机构等混同,具体情况如下:

1、标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在资产混同

标的公司具备与生产经营有关的主要生产设备,合法拥有与生产经营有关的主要土地、厂房、机器设备等的所有权或者使用权。截至本回复出具之日,标的公司不存在依赖控股股东、实际控制人及其控制的主体之间的资产进行生产经营的情况,标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在资产混同。

2、标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在业务混同

正蓝旗风电与北方多伦主营业务为风力发电,标的公司分别持有的电力业务许可证,可以分别独立开展电力业务,业务资质能够明确划分,不存在资质混同或依赖第三方的情况。

出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量,标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》,由上都火电向标的公司提供日常管理等服务。标的公司与上都火电关于委托运营事宜基于协议明确约定,委托管理事项及服务范围明确划分,不存在业务混同或依赖第三方的情况。

标的公司业务独立于控股股东、实际控制人及其控制的其他企业，与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业间不存在严重影响独立性或者显失公平的关联交易。

3、标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在人员混同

本次交易前，标的公司的生产相关人员与标的公司签署了劳动合同并专职在标的公司工作；标的公司的日常管理服务人员均与上都火电签署劳动合同，该等人员由标的公司、上都火电共用，标的公司已与上都火电签署了《委托日常管理服务协议》，共同分摊该等人员的人力成本。除前述情形外，标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的其他主体之间不存在人员混同。

本次交易完成后，标的公司成为上市公司控股子公司，所有人员均为上市公司控制下企业的员工，与上市公司控股股东、实际控制人及其控制的其他主体之间不存在人员混同。

4、标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在财务混同

本次交易前，标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的其他主体之间不存在财务混同。标的公司在银行开设了独立账户，独立支配自有资金和资产，不存在与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业共用银行账户的情况。标的公司作为独立的纳税人进行纳税申报及履行纳税义务，不存在与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业混合纳税的情形。此外，标的公司委托上都火电提供财务核算等日常管理服务，已根据《委托日常管理服务协议》，标的公司与上都火电共同分摊财务等管理人员的人力成本。

本次交易完成后，标的公司成为上市公司控股子公司，上市公司将对标的公司的财务制度体系、会计核算体系等实行统一管理和监控，并对标的公司的日常财务活动、重大事项进行监督；标的公司所有财务人员均为上市公司控制下企业的员工。标的公司与上市公司控股股东、实际控制人及其控制的其他主体之间不存在财务混同。

5、标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在机构混同

本次交易前，标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的其他主体之间不存在机构混同。标的公司有独立的生产运营部门，相关生产运营人员与标的公司

签署了劳动合同并专职工作；同时，标的公司向上都火电采购部分综合管理、财务、党建等综合管理服务。标的公司与上都发电公司、上都第二发电公司已签署了《委托日常管理服务协议》，共同分摊该等管理人员的人力成本。

本次交易完成后，标的公司成为上市公司控股子公司，上市公司将完善标的公司经营管理体系，以确保标的公司严格按照上市公司内部控制相关制度进行规范和完善，进一步完善标的公司治理结构及合规经营能力，标的公司与上市公司控股股东、实际控制人及其控制的其他主体之间不存在机构混同。

综上所述，截至本回复出具之日，标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在人员、资产、财务、业务、机构等混同情形。

（二）标的公司是否存在关联方资金占用等影响独立性的情形

报告期内，标的公司与北方公司曾存在资金拆借事项；截至内蒙华电第十一届董事会第十六次会议决议之日，相关资金拆借已全部清理完毕，标的公司的股东及其关联方不存在对标的资产非经营性资金占用的情形。

八、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅报告期内标的公司资金拆借明细表、委托贷款明细表并予以核对；查阅标的公司与北方公司签署的《委托贷款协议》《统借统还借款合同》、资金拆借还款凭证、贷款利率的公允性及定价原则；

2、与标的公司财务负责人访谈，了解委托贷款的背景和原因、本次重组预案发布后资金拆借的合理性；

3、与北方公司有关负责人访谈，了解集团资金统筹调配的原则和背景、委托贷款资金的用途；

4、获取北方公司出具的《避免资金占用承诺函》，了解资金拆借清理的整改措施；

5、获取全国银行间同业拆借中心一年期 LPR 数据，与同期签署的《委托贷款协议》约定利率进行比较；

6、获取标的公司存放集团财务公司款项明细表、现金日记账，了解标的公司货币资金的存放、划转、支取情况；

7、查阅《企业集团财务公司管理办法》（中国银行保险监督管理委员会令2022年第6号）、中国华能《资金管理规定》《资金账户管理办法》、标的公司与集团财务公司签署的《结算账户管理协议》，了解标的公司资金存放的具体规定；

8、查阅标的公司《大额资金使用管理办法》《货币资金管理办法》《月度资金预算管理办法》，了解标的公司财务内控措施及资金审批程序；与标的公司资金拆借、委托贷款审批流程记录进行核对；

9、查阅上都火电工商信息、获取上都火电财务数据，了解上都火电经营情况；

10、获取标的公司关联交易明细表、《委托日常管理服务协议》《资产租赁合同》《并网技术协议》《灵活性改造工程可行性研究报告》，了解标的公司与上都火电业务资金往来情况、分析关联交易必要性、合理性及定价公允性；

11、前往标的公司及上都火电主要生产经营场所进行盘点，了解主要人员岗位及办公地点；

12、获取国家电力公司《安全生产监督规定》（国电发〔2001〕793号）、北方公司有关制度规定，了解安全生产服务的交易背景、交易内容及定价原则；

13、获取上市公司《备考审阅报告》（中证天通(2025)阅21100007号）、标的公司《审计报告》《审阅报告》；

14、查阅标的公司主要生产经营设备明细、自有土地使用权及房屋的权属证书、租赁房屋的租赁合同、主要采购及销售合同；查阅标的公司的公司章程、内部管理制度、银行账户、纳税申报文件；查阅标的公司高级管理人员的劳动合同；

15、获取上市公司、标的公司出具的相关说明；

16、获取标的公司解除资金自动归集的相关文件；

17、获取标的公司报告期后发生资金拆借的内部决议文件、资金拆借清理的银行回单。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、律师及会计师认为：

1、标的公司与关联方发生的资金拆借，系北方公司对下属子公司闲置资金的统筹安排，资金拆借背景及原因具备商业合理性。本次重组预案发布时，本次交易尚在筹划阶段，北方公司仍实际负责标的公司生产运营，其按内部资金统筹惯例调配标的公司闲置资金具有合理依据，有关资金拆借于上市公司召开十一届董事会第十六次会议前全部清理，符合法规要求。

2、标的公司向北方公司提供委托贷款的用途为偿还北方公司外部借款、北方公司向标的公司提供委托贷款的用途为临时补充流动资金及上都风电项目建设支出；资金拆借均已清理，并按照约定利率结算利息，不存在大股东占用和关联方利益输送的情形。标的公司作为中国华能下属企业，报告期内存在将资金自动归集至华能财务公司所开立账户的情形，但归集后的资金仍在标的公司名下而非中国华能或其他关联方名下，不存在集团财务公司违规自动划拨标的公司资金的情形，标的公司亦不存在资金使用受限、无法做出独立财务决策等情况。截至本回复出具日，标的公司已不存在向其开立在华能财务公司的账户自动归集资金的情况。

3、报告期各期末，标的公司在集团财务公司的存款均为活期存款，存款利率具有公允性；有关情况符合《企业集团财务公司管理办法》、中国华能《资金管理规定》《资金账户管理办法》；标的公司已制定《大额资金使用管理办法》《货币资金管理办法》，用以明确资金在集团财务公司存放、支取事项，标的公司不存在资金自动划拨、资金使用受限、无法做出独立财务决策等情况。

4、标的公司已建立覆盖资金授权审批、存放、调度的内控体系，财务内控规范运行、资金管理审批程序完善、已建立完整的内部控制制度；本次交易后，标的公司将纳入上市公司体系，遵循上市公司《关联交易管理制度》进一步规范关联方资金往来情况。

5、上都火电系内蒙华电控股子公司，2024 年度亏损原因系收入减少与成本高企，致使整体盈利能力下滑；标的公司与上都火电的业务往来为委托管理服务、并网技术服务及资产租赁，定价依据明确；资金往来均为业务结算形成，不存在

上都火电为标的公司代垫成本费用的情形。报告期内，标的资产租赁上都火电资产包括车辆、办公楼，具有合理理由及真实用途；标的公司与上都火电的办公区域可明确区分，业务资产不存在混同。

6、本次交易后，上市公司新增关联交易主要系北方公司为标的公司的提供安全生产服务，新增关联交易具备合理性和必要性，符合行业监管规定；有关交易定价公允，对上市公司影响可控。

7、截至本回复出具日，标的公司与控股股东、实际控制人及其控制的主体之间不存在人员、资产、财务、业务、机构混同情形，不存在关联方资金占用等影响独立性的情形。

问题 5. 关于收益法收入和成本预测

重组报告书披露，（1）本次交易标的分别为正蓝旗风电和北方多伦，二者均以收益法估值作为最终评估结论，收益法估值分别为 503,717.53 万元和 344,297.33 万元，评估增值率分别为 121.60%和 88.56%；（2）根据风力发电设备的设计寿命年限为 20 年，本次评估收益期为 20 年；标的公司风力发电项目于 2023 年 6 月全容量并网发电，预测期末时间为 2043 年 6 月，二者电力业务许可证有效期至 2042 年 11 月；（3）电量预测方面，可研理论发电小时数由可研理论发电小时数和弃风限电率决定，可研理论发电小时数根据项目可研报告加权计算取得，弃风率由 10%逐步降低至 5%，综合厂用电率按照 2023-2024 年平均水平进行预测；（4）电价预测方面，2025 年结算电价以 2025 年中长期合同平均单价为基础，扣减综合偏差后取得，综合偏差主要包括电量偏差、辅助服务费和两个细则考核等；假设电价自 2026 年开始下降，一直降到国家发改委制定华北地区直调火电机组内蒙地区燃煤基准电价 289.27 元/千千瓦时为止；（5）标的公司主营业务成本包含修理费、人工成本、折旧费、安全生产服务费、计提的安全生产费等；（6）标的公司采用完全成本法，其管理费用和销售费用在生产成本中进行核算，报告期内其毛利率水平较高。

请公司披露：（1）标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据，经济使用年限能否达到设计使用寿命、相关依据以及是否符合行业惯例；收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性，是否符合行业评估惯例，电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据；（2）预测期内标的公司风力发电业务收入、结算电量、电价情况及变动幅度，与报告期内的对比情况及差异原因，预测期内变动原因、预测依据及合理性，结算电量和电价的预测是否与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位等匹配；（3）项目可研报告理论发电小时数的确定依据，加权平均计算过程，理论发电小时数的合理性、是否与同区域可比公司可比；预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性，是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配；报告期内标的公司综合厂用电率

情况，是否与同区域可比公司可比，预测期内能够维持报告期内水平的原因及合理性；（4）2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础并考虑综合偏差进行预测的依据，是否符合行业评估惯例；综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标，各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因，相关预测是否充分考虑变化趋势；新能源发电全面入市的具体影响，所在区域的相关政策和执行情况，预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性，电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性；（5）标的公司各类成本支出的主要用途，预测期内总成本、各类成本与报告期内的对比情况、相关确定依据及完整性，预测期内标的公司度电成本，与同行业可比公司的对比情况，说明相关成本预测的完整性；（6）标的公司各类成本变动与收入变化、经营年限之间的关系，变动时点和幅度、相关预测依据及合理性，总成本、度电成本变化是否符合行业惯例；（7）标的公司相关设备是否需要定期维护或者大修，相关支出金额在评估预测中的体现、确定依据及准确性，定期维护或大修期间对标的公司发电的影响，收入预测对此具体考虑情况；（8）预测期内标的公司毛利率与报告期内对比情况，分析毛利率变化情况及合理性；（9）截至目前，标的公司收入、成本、毛利率和净利润实现情况、同比变化情况及原因分析，结合上述情况、标的公司主要参数指标最新情况以及 2025 年长期协议签订情况等，说明评估预测的合理性以及 2025 年业绩可实现性。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见，请律师对（1）核查并发表明确意见。

回复：

一、标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据，经济使用年限能否达到设计使用寿命、相关依据以及是否符合行业惯例；收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性，是否符合行业评估惯例，电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据

（一）标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据，经济使用年限能否达到设计使用寿命、相关依据以及是否符合行业惯例

1、标的公司风力发电设备设计使用寿命的确定依据

根据《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015），“风力发电场工程的工艺系统（设备）设计寿命不应少于 30 年，风机设计寿命不应少于 20 年，建（构）筑物设计使用年限应为 50 年”。因此，风力发电设备设计寿命不低于 20 年，系国内技术标准的强制性要求。

2、经济使用年限能否达到设计使用寿命及相关依据

（1）政策与规范层面的支持

国家能源局发布的《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）明确，在进行风电场项目经济评价时，陆上风电场项目运营期取值为 20 年，海上风电场项目运营期取值为 25 年。标的公司风力发电设备经济使用年限与设计使用寿命匹配，符合该规范要求。

（2）技术可行性的保障

《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）已对风机设计寿命作出不低于 20 年的强制要求。同时，随着技术进步，现代风机广泛采用高强合金钢、复合材料等新型材料，抗疲劳性能提升，设备磨损率亦有所下降，进一步为使用寿命的延长提供了技术支撑。

（3）实际运营案例的验证

国内市场已有多个风电场实现超过 20 年的稳定运营，部分风力发电厂情况如下：

序号	风电场名称	所属公司	并网时间	运营情况	信息来源
1	新疆达坂城风电场（一期）	新疆风能有限责任公司	1989 年 11 月 9 日	2009 年 11 月已安全运行满 20 年	北极星风力发电网（ https://m.bjx.com.cn ）
2	广东红海湾风电场	广东省国华投资集团有限公司	2002 年 9 月 7 日	2022 年 9 月已运行满 20 年	北极星风力发电网（ https://m.bjx.com.cn ）

3、经济使用年限符合行业惯例

经检索可比交易案例，涉及风力发电设备的经济使用年限均为 20 年，具体如下：

序号	证券代码	证券简称	标的资产名称	主营业务	经济使用年限
1	600072.SH	中船科技	内蒙古乌达莱新能源有限公司	风力发电	20 年

序号	证券代码	证券简称	标的资产名称	主营业务	经济使用年限
2	600072.SH	中船科技	镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司	风力发电	20 年
3	000862.SZ	银星能源	阿拉善左旗贺兰山 200MW 风电项目	风力发电	20 年
4	000155.SZ	川能动力	四川省能投风电开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	风电机组的经济寿命为 20 年、光伏发电机组的经济寿命为 25 年
5	000155.SZ	川能动力	四川省能投美姑新能源开发有限公司	风力发电	20 年
6	000155.SZ	川能动力	四川省能投盐边新能源开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	风电机组的经济寿命为 20 年、光伏发电机组的经济寿命为 25 年

综上，标的公司风力发电设备的设计使用寿命依据国内技术标准确定，经济使用年限预计可达到设计使用寿命，且该取值符合行业惯例。

（二）收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性，是否符合行业评估惯例，电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据

1、收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性

（1）收益期限长于电力业务许可证有效期的原因

根据《电力业务许可证管理规定》《国家能源局关于加强发电企业许可监督管理有关事项的通知》（国能资质〔2016〕351 号）及《国家能源局关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知》等相关规定，在我国境内从事发电业务需取得发电类电力业务许可证。其中，新建风电项目需在并网后 6 个月内完成许可证办理，逾期未取得的不得发电上网，违者将由派出能源监管机构依法处理；同时，电力业务许可证的有效期为 20 年。

在实际操作中，收益期限与电力业务许可证有效期的关系因电力业务许可证办理时间不同而存在差异。若风电场在并网后 6 个月内按规定办理电力业务许可证，由于风电项目收益期限按市场惯例为 20 年，与电力业务许可证有效期一致，因此不会出现收益期限终止日晚于电力业务许可证有效期终止日的情况。若风电场在并网前已满足电力业务许可证申请条件并提前办理，则会导致电力业务许可证取得时间早于项目并网时间，就会出现收益期限终止日晚于电力业务许可证有效期终止日的情形。

具体到正蓝旗风电及北方多伦风力发电项目，两项目均于 2023 年 6 月 30 日

实现全容量并网发电。基于前期准备效率及合规管理需求，两项目在 2022 年下半年满足电力业务许可证申请条件的情况下，于项目全容量并网前提前申领且取得了电力业务许可证。因此，因电力业务许可证取得时间早于项目并网时间，两项目均出现收益期限终止日晚于电力业务许可证有效期终止日的情形。

（2）收益期限长于电力业务许可证有效期的原因及合理性

1）收益期的确定基于资产经济寿命，符合资产评估基本准则

《资产评估准则——企业价值》明确规定，资产评估专业人员应当按照法律、行政法规规定，以及被评估单位企业性质、企业类型、所在行业现状与发展前景、协议与章程约定、经营状况、资产特点和资源条件等，恰当确定收益期。对于风电项目而言，其核心资产为风电设备，因此以设备的经济寿命作为确定收益期的核心依据符合资产评估的基本准则要求。

2）本次评估基于电力业务许可证到期后可续期的合理假设

本次评估假设正蓝旗风电及北方多伦风力发电项目的电力业务许可证到期后可正常续期，该假设具有明确的法律依据。

根据国家能源局《电力业务许可证管理规定》，电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

鉴于上述规定中未就延期提出新的条件要求，因此，如在续期时仍满足目前申办的条件，则续期不存在实质性障碍，故电力业务许可证的展期不存在重大不确定性。

3）将收益期限限定于首个许可证有效期内，会低估资产真实价值

综上，鉴于技术进步为风电设备使用寿命的延长提供了技术支撑，同时电力业务许可证到期后续期不存在实质性障碍，因此，在资产评估中设定超出当前电力业务许可证有效期的收益期限，其核心依据并非预设无证经营状态，而是基于标的公司在持续满足法定许可条件的前提下，许可证可依法获得续期的审慎判断。若将收益期限仅限定于首个许可证有效期内，则会导致对资产真实价值的低估，

不符合资产评估的公允性原则。

2、是否符合行业评估惯例

如本题回复所述，收益期限长于电力业务许可证有效期主要系电力业务许可证取得时间早于项目并网时间，相关操作符合行业评估惯例。可比交易案例中川能动力（000155.SZ）发行股份购买资产项目，其标的公司评估过程中亦存在收益期限长于电力业务许可证有效期的情形。可比交易案例具体情况如下所示：

序号	证券代码	证券简称	标的资产名称	主营业务	收益期截止日期	电力业务许可证到期日
1	000155.SZ	川能动力	四川省能投风电开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	2045/12/31	2041/01/12
2	000155.SZ	川能动力	四川省能投美姑新能源开发有限公司	风力发电	2041/12/31	2041/01/12
3	000155.SZ	川能动力	四川省能投盐边新能源开发有限公司	主要为风力发电，含少量光伏发电	2045/12/31	2036/07/14

注：四川省能投风电开发有限公司母公司为投资型公司，不存在实质性业务，不涉及经营资质，下属子公司运营风力发电、光伏发电项目应取得电力业务许可证。其下属三家子公司均取得电力业务许可证，到期日分别为 2034 年 12 月 30 日、2036 年 7 月 14 日和 2041 年 1 月 12 日。

3、电力业务许可证有效期满后能否顺利续期及依据

根据国家能源局《电力业务许可证管理规定》，电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

鉴于上述规定中电力业务许可证延期主要需提交续期申请文件，并未就延期提出新的条件要求，因此，如在续期时仍满足目前申办的条件，则续期不存在实质性障碍，故电力业务许可证的展期不存在重大不确定性。

根据国家能源局华北监管局电力业务许可公告，近期华北地区电厂亦存在准予延长服役期限的案例，具体情况如下：

序号	单位名称	许可类型	受理日期	决定
1	大唐国际发电股份有限公司张家口发电分公司	机组延长服役	2024/8/9	准予延长
2	华能国际电力股份有限公司上安电厂	机组延长服役	2024/5/31	准予延长
3	秦皇岛发电有限责任公司	机组延长服役	2024/2/6	准予延长

二、预测期内标的公司风力发电业务收入、结算电量、电价情况及变动幅度，与报告期内的对比情况及差异原因，预测期内变动原因、预测依据及合理性，结算电量和电价的预测是否与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位等匹配

（一）预测期内标的公司风力发电业务收入、结算电量、电价情况及变动幅度，与报告期内的对比情况及差异原因

1、正蓝旗风电

预测期内正蓝旗风电的风力发电业务收入、结算电量、电价情况、变动幅度以及与报告期内的对比情况如下表所示：

单位：万元、万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
风力发电业务收入	79,632.17	105,725.23	26,572.51	105,041.56	105,677.64	105,770.55	105,316.42	104,319.88	102,793.93	99,710.11	96,220.25
同比变动幅度	-	-	-	-0.65%	0.61%	0.09%	-0.43%	-0.95%	-1.46%	-3.00%	-3.50%
结算电量	239,058.57	315,645.31	82,929.71	311,600.18	315,062.41	318,524.63	321,986.86	325,449.08	328,911.31	328,911.31	328,911.31
同比变动幅度	-	-	-	-1.28%	1.11%	1.10%	1.09%	1.08%	1.06%	0.00%	0.00%
结算电价	0.3331	0.3349	0.3204	0.3371	0.3354	0.3321	0.3271	0.3205	0.3125	0.3032	0.2925
同比变动幅度	-	-	-	0.64%	-0.50%	-1.00%	-1.50%	-2.00%	-2.50%	-3.00%	-3.50%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
风力发电业务收入	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	95,145.60	47,572.80
同比变动幅度	-1.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-
结算电量	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	328,911.31	164,455.65
同比变动幅度	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-
结算电价	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893
同比变动幅度	-1.12%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

鉴于正蓝旗风电于 2023 年 6 月实现全容量并网，2024 年度为其首个完整运营的会计年度，因此在下述预测期数据与报告期数据进行对比时，仅选取 2024 年度相关数据进行对比分析。

预测期内，正蓝旗风电风力发电业务收入整体低于报告期水平，主要系综合考量结算电价下降与结算电量上升两项因素的

叠加影响所致。具体来看：一方面，除个别年份外，预测期结算电量较报告期有所增长，核心原因是基于未来弃风率将逐年下降的判断，具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；另一方面，预测期结算电价较报告期有所下调，主要是考虑到未来新能源电量将全面纳入市场化交易体系的影响，具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；此外，预测期内结算电价下降幅度逐渐增大，主要是由于新能源发电全面入市初期，主管部门会设置一定的缓冲机制，给予现有存量新能源发电项目适应周期。

2、北方多伦

预测期内北方多伦的风力发电业务收入、结算电量、电价情况、变动幅度以及与报告期内的对比情况如下表所示：

单位：万元、万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
风力发电业务收入	37,985.17	51,137.82	13,009.62	48,289.26	48,581.67	48,624.38	48,415.61	47,957.49	47,255.98	45,838.30	44,233.96
同比变动幅度	-	-	-	-5.57%	0.61%	0.09%	-0.43%	-0.95%	-1.46%	-3.00%	-3.50%
结算电量	118,503.61	152,443.26	42,011.82	143,809.51	145,407.39	147,005.28	148,603.16	150,201.04	151,798.93	151,798.93	151,798.93
同比变动幅度	-	-	-	-5.66%	1.11%	1.10%	1.09%	1.08%	1.06%	0.00%	0.00%
结算电价	0.3205	0.3355	0.3097	0.3358	0.3341	0.3308	0.3258	0.3193	0.3113	0.3020	0.2914
同比变动幅度	-	-	-	0.10%	-0.50%	-1.00%	-1.50%	-2.00%	-2.50%	-3.00%	-3.50%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
风力发电业务收入	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	43,911.53	21,955.77
同比变动幅度	-0.73%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-
结算电量	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	151,798.93	75,899.46
同比变动幅度	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-

结算电价	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893	0.2893
同比变动幅度	-0.73%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

鉴于北方多伦于 2023 年 6 月实现全容量并网，2024 年度为其首个完整运营的会计年度，因此在下述预测期数据与报告期数据进行对比时，仅选取 2024 年度相关数据进行对比分析。

预测期内，北方多伦风力发电业务收入低于报告期水平，主要由于结算电价与结算电量均呈现下降趋势所致。具体来看：一方面，预测期结算电量较报告期有所下降，核心原因是北方多伦 2024 年弃风率较低，而评估报告中出于谨慎性原则考虑，预测期内北方多伦弃风率水平平均高于 2024 年，预测期内北方多伦弃风率变化情况的具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性”；另一方面，预测期结算电价较报告期有所下调，主要是考虑到未来新能源电量将全面纳入市场化交易体系的影响，具体分析详见本回复之“（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性；；此外，预测期内结算电价下降幅度逐渐增大，主要是由于新能源发电全面入市初期，主管部门会设置一定的缓冲机制，给予现有存量新能源发电项目适应周期”。

（二）预测期内变动原因、预测依据及合理性

1、风力发电业务收入

预测期内，标的公司风力发电业务收入变动趋势主要系综合考量结算电价与结算电量两项因素各自变动的叠加影响所致。结算电量及结算电价变动原因、预测依据及合理性详见下述分析。

2、结算电量

结算电量的预测逻辑为：

结算电量=核准装机容量×可研理论发电小时数×（1-弃风限电率）×（1-综合厂用电率）

其中，核准装机容量为各标的公司由主管部门批准的上网容量，正蓝旗风电为 1,100MW，北方多伦为 500MW。

可研理论发电小时数系各标的公司根据风电场的风资源、风机型号规格等测算的理论发电小时数。正蓝旗风电平均为 3,291.45 小时，北方多伦平均为 3,340.00 小时。

弃风限电率为标的公司预测期内实际发电量与理论发电量的偏差。

综合厂用电率为标的公司在生产过程中所消耗的电量占实际发电量的比例，预测期内假设正蓝旗风电综合厂用电率为 4.37%，北方多伦综合厂用电率为 4.32%。

预测期内，标的公司核准装机容量、可研理论发电小时数、综合厂用电率保持不变，因此，预测期内结算电量的变动主要取决于弃风限电率的变动。对于预测期内弃风限电率，本次评估假设弃风限电率逐年降低，2030 年碳达峰后弃风率趋于稳定水平，即从 2025 年开始至 2030 年，弃风率由 10%逐步降低至 5%，每年以 1%幅度下降，2031 年及以后年度维持在 5%保持不变。预测期内弃风限电率变动分析如下：

（1）弃风限电率从 10%开始预测具备合理性

根据国务院印发的《2024—2025 年节能降碳行动方案》，其中提及“科学合理确定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利

用率可降低至 90%”。随后，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44 号），明确“部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%”。

按照评估报告弃风限电率计算口径，正蓝旗风电 2024 年度弃风限电率为 8.87%，北方多伦 2024 年度弃风限电率为 4.70%，均低于 10%。

因此，根据标的公司实际运营情况并结合上述政策，对于 2025 年弃风限电率，本次评估按照 10%进行预测，具备谨慎性和合理性。

（2）预测期内弃风限电率逐年下降至 5%具备合理性

1）政策支持新能源项目改善弃风率

根据国家发展改革委、国家能源局关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》（发改能源规〔2018〕1575 号），“2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）”，经查询该文件仍现行有效。

2024-2025 年期间，随着新能源全面入市交易，市场引发了新一轮“抢装潮”，短期内新能源新增装机规模较大，但与之配套的消纳设施建设相对滞后，直接导致弃风限电率被迫抬升。针对这一阶段性矛盾，国务院在《2024—2025 年节能降碳行动方案》中临时调整政策，将风电利用率底线放宽至 90%（对应弃风率最高 10%），以此作为过渡性缓冲措施。

展望未来，随着后续外送通道、新型储能及需求侧响应项目的集中投运，叠加 2030 年碳达峰后新能源年新增规模将逐步趋于平稳，电力供需格局将重新回归宽松状态。在此背景下，弃风率具备从当前 10%逐步回落、至 2030 年再次收敛至 5%左右的客观条件。

弃风率控制在 5%左右为我国新能源消纳政策力争达到的目标，因此，2030 年碳达峰后，我国新能源电量供给与需求更加均衡，根据相关政策目标，弃风率应能控制在合理水平 5%左右。

2）新能源消纳瓶颈有望持续改善

虽然近年来新能源装机规模增长较快，但是相比于全社会用电量需求，新能

源装机规模仍然不足。在国家各项政策鼓励优先消纳新能源的背景下，新能源依然出现了弃风限电、弃光限电情形，其主要原因并非下游用电需求不足，更多是受到电量送出通道的容量限制。

未来，随着外送线路的配套建设、储能装置的建设、AI 新经济模式下国家鼓励在电力资源充沛地区兴建算力中心就地消纳电量，以及 2030 年碳达峰目标实现后电力市场供需和消纳水平将趋于稳定，预计弃风率将会回归到一个稳定水平。

3) 标的公司风机输出功率大，在电力市场交易中具备成本优势

标的公司的风机全部应用的是 4.5 兆瓦及以上的风机，是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目。

风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本。在风电“平价上网”时代，输出功率高的风机带来的低度电成本使标的公司在电力市场交易中更具竞争力，进而有效降低标的公司弃风限电率。

综上，本次评估假设弃风率从 10%均匀下降至 5%后保持稳定具有合理性。

3、结算电价

标的资产本次评估均以已签订的 2025 年中长期协议平均电价扣减综合偏差后得到 2025 年预测结算电价为基础，2026-2032 年每年电价呈现平稳下降趋势，降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价 289.27 元/千千瓦时（不含税）为止。结算电价变动原因、预测依据及合理性分析如下：

(1) 标的公司未来合同电价呈现下降趋势的原因及合理性

标的公司所发电量送往华北电网消纳。受益于华北区域周边新能源资源、特别是风能资源丰富，近年来，华北电网新能源装机增速大于用电量增速，且预计未来一段时间内电力供给增速仍将大于用电需求增速，因此，预计标的公司未来合同电价将会呈现下降趋势。

考虑到新能源与火电具备相同的电力商品属性、华北电网域内火电企业通常以基准电价作为底线价格、容量电价制度的实施后火电企业以低价争取电量的动

力减弱，因此，预计标的公司合同电价降至火电标杆电价后将会保持稳定。

(2) 标的公司未来合同电价缓慢下降的原因及合理性

市场化程度不断提升是我国电力市场改革的方向，在市场中，商品的价格由商品的供给和需求共同决定，电力市场和电价的决定也是如此。

受到国家总体产业政策规划、优质新能源资源禀赋约束等条件限制，未来华北区域电力供给增速并不会较近两年大幅提升；同时，中国经济总体保持韧性，未来用电需求出现显著下跌的可能性也较小。虽然当前华北电力市场可能出现一些制度改革——如 136 号文的出台——但这些更多的是调整电力商品的价格决定方式，而并不会影响电力商品的供给和需求。

标的公司风电项目为平价上网项目，其合同电价由标的公司与用电户自由协商确定且不享受任何电价补贴，可以认为标的公司当前合同电价已经充分反映了华北区域电力商品的供求关系。如前所述，未来华北区域电力供给和需求并不会在某年或某个时段出现显著变化或失衡，因此，虽然后续标的公司合同电价存在下降压力，但更可能以平滑的曲线缓步下降、而非在某一年度或某个时间区间显著下跌。

(3) 未来合同电价降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价的原因及合理性

燃煤基准电价是行业主管部门综合火电发电成本、电力市场供需平衡及社会经济发展需求制定的基准价格，其核心功能在于保障电力系统中基础性电源（火电）的合理收益，进而维护电力供应的稳定性。作为传统可调峰电源，火电在电网调峰、保供及保障输电安全等方面发挥着不可替代的作用。

火电与风电具有相同的电力属性，且对于一些受到国际供应链和碳壁垒、国内新能源消纳政策、自身 ESG 目标等因素驱动的行业和企业来说，其愿意为风电等绿电支付一定的溢价，因此长期来看，在市场机制下风电合同电价不应低于火电合同电价。若市场电价长期低于燃煤基准电价，将导致火电企业无法获得合理收益甚至持续亏损，进而削弱火电投资意愿、影响其电量供给。风电、光伏等新能源受自然条件限制，无法单独承担基荷供电责任，且我国当前新能源装机容量所发电量仍远不能满足全社会用电需求，若火电电量因电价过低而显著下降，

则市场机制将会推动电价合理回升。

136 号文的核心导向是推动新能源全面入市，通过市场交易形成价格，但并未否定燃煤基准电价的基础性作用。从短期看，新能源全面入市可能加剧电价波动，推动风电电价逐步下行；从长期看，政策需避免市场无序竞争对电力系统根基造成破坏，而燃煤基准电价正是政府调控市场、保障系统平衡的重要工具。

综上，标的公司合同电价后续以每年下降 0.5% 的步幅、缓慢降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价的假设具备合理性。

（三）结算电量和电价的预测是否与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位等匹配

根据前述分析，本次评估对结算电量与电价的预测，全面且合理地匹配了行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位。

在结算电量预测上，弃风限电率从 2025 年 10% 逐年降至 2030 年 5% 并稳定的假设，既契合《2024—2025 年节能降碳行动方案》《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》等政策中新能源利用率、弃风率控制目标，也顺应新能源消纳瓶颈改善、华北电网电力交易市场化机制推进的行业趋势；同时，标的公司全部采用 4.5 兆瓦及以上大容量风机，带来低单位发电成本的竞争优势，为弃风限电率下降提供支撑，匹配其竞争优势和市场地位。

在结算电价预测上，2025-2032 年以每年下降比率递增 0.5% 的幅度缓慢降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价的假设，顺应 136 号文推动新能源全面入市的政策导向，符合当前华北区域电力供给增速大于需求增速的行业发展趋势与市场化竞争加剧的态势；同时，考虑了火电基准电价对电力系统稳定的重要性、标的公司当前合同电价已反映市场供求、部分行业或企业愿意为绿电支付一定溢价等情况，与标的公司竞争优势和市场地位相匹配。

三、项目可研报告理论发电小时数的确定依据，加权平均计算过程，理论发电小时数的合理性、是否与同区域可比公司可比；预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性，是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平

均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配；报告期内标的公司综合厂用电率情况，是否与同区域可比公司可比，预测期内能够维持报告期内水平的原因及合理性

（一）项目可研报告理论发电小时数的确定依据，加权平均计算过程，理论发电小时数的合理性、是否与同区域可比公司可比

中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司是国家大型工程勘察设计、工程咨询和工程总承包骨干企业，拥有国家工程设计综合资质甲级、工程勘察综合资质甲级、工程咨询甲级资信、电力工程施工总承包一级等资质。

根据中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司出具的《北方上都百万千瓦级风电基地项目可行性研究报告》，北方上都百万千瓦级风电基地项目根据所在旗县分为正蓝旗场区及多伦场区两个场区。正蓝旗场区包括上都 1 号、上都 2 号、上都 3 号三个相连的风场，整个场区南北 47km，东西 40km，海拔高度在 1310m~1639m，场区西北、东北、南部区域海拔相对较低，起伏不大，地形较简单；场区北部、中部为丘陵，海拔高差较大，属于复杂地形区。整个正蓝旗场区面积大，场地类型多样。多伦场区包括多伦 1 号、多伦 2 号两个相隔的风场。1 号场区南北 18km，东西 14km，海拔高度在 1410m~1630m，场区为丘陵，属于复杂地形区；2 号场区南北 21km，东西 21km，海拔高度在 1330m~1680m，场区为丘陵，属于复杂地形区。

风能资源评价及发电量计算主要依据四座原有测风塔数据进行计算，场区内原有测风塔四座，这四座测风塔有满一年的不同期观测数据。通过对测风数据进行分析处理，采用气象站数据评价实测时段的代表性，并推算测风塔代表年轮毂高度处各风能要素，从而确定项目可研报告理论发电小时数。

根据其出具的《北方上都百万千瓦级风电基地项目可行性研究报告》，北方上都百万千瓦级风电基地项目根据所在旗县分为正蓝旗场区及多伦场区。

正蓝旗风电共有三个风场，北方多伦共有两个风场，由于各风场发电利用小时数存在差异，故通过计算加权平均利用小时数进行预测。加权平均计算过程如下表：

序号	项目	正蓝旗风电			北方多伦	
		上都 1	上都 2	上都 3	多伦 1	多伦 2
1	可研设计年利用小时	3,212.00	3,320.00	3,322.00	3,442.00	3,272.00
2	风场规模（核准）MW	300.00	300.00	500.00	200.00	300.00
3	理论发电量 MWH (=1*2)	963,600.00	996,000.00	1,661,000.00	688,400.00	981,600.00
4	合计风场规模（核准） MW	1,100.00			500.00	
5	合计理论发电量 MWH	3,620,600.00			1,670,000.00	
6	加权平均利用小时数 (=5/4)	3,291.45			3,340.00	

2024 年正蓝旗风电和北方多伦取得完整的年度发电结算记录，其中正蓝旗风电项目实际发电小时数为 2,999.59 小时，加上因限电及停运损失的电量，实际发电 3,177.45 小时；多伦风电项目实际发电小时数为 3,182.95 小时，加上因限电及停运损失的电量，实际发电 3,364.32 小时，整体与可研报告数据接近。

根据其他上市公司披露的周边风电项目资产评估报告，其中镶黄旗盛世鑫源风力发电有限公司的风电项目位于锡林郭勒盟镶黄旗镇，距离正蓝旗项目不到 100 公里，预测期利用小时数在 3,500 小时左右；内蒙古乌达莱新能源有限公司风电项目位于锡林郭勒盟阿尔善宝力格镇，发电小时数也在 3,400-3,500 小时左右。

综上，项目可研报告理论发电小时数具备合理性，与同区域可比公司可比。

（二）预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性，是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配

1、预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性

（1）2025 年弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况

根据 2024 年 5 月 23 日，国务院关于印发《2024—2025 年节能降碳行动方案》的通知（国发〔2024〕12 号），要求大力促进非化石能源消费，科学合理确定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率

可降低至 90%。此前对于新能源利用率 95%的消纳红线，是依据 2018 年 10 月，国家发布《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，首次明确要求，自 2018 年起，要确保弃风、弃光电量连年下降，2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）。2024 年 05 月 28 日，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44 号），《通知》明确“科学确定各地新能源利用率目标。省级能源主管部门要会同相关部门，在科学开展新能源消纳分析的基础上，充分考虑新能源发展、系统承载力、系统经济性、用户承受能力等因素，与本地区电网企业、发电企业充分衔接后，确定新能源利用率目标。部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，原则上不低于 90%”。

综合考虑上述国家针对新能源利用率的总体要求及谨慎性原则，2025 年的弃风率按照 10%预测。2024 年，正蓝旗风电和北方多伦弃风率分别为 8.87%、4.70%，弃风率低于 2025 年预测值。

（2）预测期弃风率下降的依据及下降幅度的合理性

1）政策支持新能源项目改善弃风率

根据国家发展改革委、国家能源局关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》（发改能源规〔2018〕1575 号），“2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）”，经查询该文件仍现行有效。可以看出，弃风率控制在 5%左右为我国新能源消纳政策力争达到的目标，因此，2030 年碳达峰后，我国新能源电量供给与需求更加均衡，根据相关政策目标，弃风率应能控制在合理水平 5%左右。

2）新能源消纳瓶颈有望持续改善

虽然近年来新能源装机规模增长较快，但是相比于全社会用电量需求，新能源装机规模仍然不足。在国家各项政策鼓励优先消纳新能源的背景下，新能源依然出现了弃风限电、弃光限电情形，其主要原因并非下游用电需求不足，更多是受到电量送出通道的容量限制。

未来，随着外送线路的配套建设、储能装置的建设、AI 新经济模式下国家鼓励在电力资源充沛地区兴建算力中心就地消纳电量，以及 2030 年碳达峰目标实现后电力市场供需和消纳水平将趋于稳定，预计弃风率将会回归到一个稳定水平。

3) 标的公司风机输出功率大，在电力市场交易中具备成本优势

标的公司的风机全部应用的是 4.5 兆瓦及以上的风机，是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目。

风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本。在风电“平价上网”时代，输出功率高的风机带来的低度电成本使标的公司在电力市场交易中更具竞争力，进而有效降低标的公司弃风限电率。

综上，预测期内弃风率从 10%均匀下降至 5%后保持稳定具有合理性。

2、预测期内弃风率是否与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势相匹配

(1) 所在区域电力供给与需求有利于弃风率的持续下降

京津冀区域绿色电力消费电量持续增长，不断丰富拓展消纳场景。根据北京电力交易中心市场交易二部发布 2025 年上半年电力市场交易信息数据显示，2025 年上半年华北电网绿电交易规模达 680.69 亿千瓦时，位居区域电网第一；京津冀绿电交易电量 671.92 亿千瓦时，在全国主要经济圈中位列第一；新能源跨区外送电量 161.19 亿千瓦时，同比增长 54.57%。北京电力交易中心通过 2025 年度及多月市场累计签订省间中长期合同 13,019 亿千瓦时、同比增加 5.8%，创历史新高；省间绿电交易成交电量 327 亿千瓦时、同比大幅增长 93%。加快重点领域可再生能源开发利用，积极扩大绿色电力应用规模，推动绿色电力市场化应用，绿电需求稳步提高。

华北电网通过“点对网”方式，从内蒙古自治区等风力、太阳能资源较为富集地区直调包含标的公司在内的部分新能源发电企业电量送往京津冀地区消纳，该等新能源发电企业由于资源禀赋较好，相较于位于京津冀地区的新能源发电企业通常具备较强的竞争优势。根据 2024 年底北京电力交易中心市场交易二部的

《2025 年 1-12 月京津唐电网年度绿色电力交易 2 公告》，纳入绿色电力交易范围的华北电网直调平价内蒙古新能源发电企业一共 8 家，合计并网容量 502.09 万千瓦，相较上一年度并无新增，整体供给情况稳定。

综上，标的公司电量消纳所在区域绿色电力供给与需求情况有利于标的公司预测期内弃风率的逐步下降。

（2）新能源逐渐成为电量供给主体，常规能源发电向支撑性调节性电源转变，有利于弃风率的持续下降

随着我国新型电力系统的建设，新能源将逐渐成为电量供给主体，火电等常规能源发电作为灵活可调节型电源，能够提供快速响应和较高容量储备，将向支撑性调节性电源转变。目前，越来越多的火电机组通过技改升级，实现深度调峰至机组额定出力的 20%-30%，火电等常规能源逐步从发电主力逐转变为支撑性调节性电源并参与调峰，有利于标的公司预测期内弃风率的持续下降。

（3）新能源发电上网政策和成本优势有利于弃风率的持续下降

2020 年 9 月 22 日，习近平总书记在第七十五届联合国大会上作出碳达峰、碳中和的重大承诺。随后，中央财经委员会第九次会议再次对碳达峰、碳中和作出重要部署，强调要构建以新能源为主体的新型电力系统，从顶层设计的层面明确“双碳”背景下我国能源电力转型发展的方向，成为保障新能源发电消纳的最坚实基础。在上述顶层设计下，主管部门陆续出台各项法律、法规及政策，保障新能源发电消纳。2025 年 1 月，国家发展改革委和国家能源局发布 136 号文，其核心内容是新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。136 号文聚焦于新能源发电“价格形成”环节，并未改变新能源发电在我国新型电力系统中占主体地位的顶层设计以及各省、重点用能行业每年须完成的可再生能源电力消纳责任权重等制度安排。136 号文是对新能源消纳机制的优化，进一步提升了现有新能源消纳机制的效率与可持续性。

由于发电原理不同，新能源发电的边际成本几乎为零而火电等传统能源发电边际成本较高，新能源发电具有明显的成本优势，因而新能源发电企业可以通过适度的价格竞争争取更多上网电量。

综上，新能源发电上网政策和成本优势有利于标的公司预测期内弃风率的持

续下降。

（4）新能源发电装机量规模扩大，短期内竞争程度有所加剧，但长期看具备竞争力的新能源机组电量消纳更有保障

近年来，我国新能源发电装机规模增速较快，根据国家能源局，2025 年一季度，我国风电光伏发电合计新增装机 7,433 万千瓦，累计装机达到 14.82 亿千瓦（其中风电 5.36 亿千瓦，光伏发电 9.46 亿千瓦），首次超过火电装机（14.51 亿千瓦），伴随装机规模扩大，短期内行业竞争将会有所加剧；但是，虽然近年来新能源装机规模增长较快，但是相比于全社会用电量需求，新能源装机规模仍然不足，在国家各项政策鼓励优先消纳新能源的背景下，新能源依然出现了弃风限电、弃光限电情形，其主要原因并非下游用电需求不足，更多是受到电量送出通道的容量限制，未来，随着外送线路的配套建设、配套储能装置的建设、AI 新经济模式下国家鼓励在电力资源充沛地区兴建算力中心就地消纳电量，以及 2030 年碳达峰目标实现后电力市场供需和消纳水平将趋于稳定，具备竞争力的新能源机组电量消纳将会更有保障。

标的公司的风机全部应用 4.5 兆瓦及以上的风机，是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目。风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本，标的公司的竞争优势使其可以通过适度的价格竞争争取更多上网电量。

综上，虽然新能源发电装机量规模扩大使得短期内行业竞争程度有所加剧，但标的公司的竞争优势有利于标的公司预测期内弃风率的持续下降。

3、预测期内弃风率与同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配

（1）同区域弃风率平均水平

标的公司电量全部送往华北电网京津冀地区消纳。根据新能源消纳监测预警中心发布的数据，2024 年及 2025 年 1-6 月，京津冀地区风电利用率如下表所示：

年份	北京	天津	河北
2024年	98.4%	99%	92.6%

年份	北京	天津	河北
2025年1-6月	89.3%	97.2%	89.4%

上表中，2025 年 1-6 月，北京市风电利用率较 2024 年有一定幅度下滑，主要是由于 2025 年 1-3 月北京市风电利用率出现一定幅度下滑。2025 年 4 月以来，北京市风电利用率已持续回升并与 2024 年利用率情况相当。北京市 2025 年以来风电利用率情况如下表所示：

月份	1-2月	3月	4月	5月	6月
北京市风电利用率	88%	79%	95.9%	97.3%	97.9%

由上述数据可以看出，如果以弃风率=（1-风电利用率）估算，预测期内弃风率与标的公司电量消纳区域弃风率平均水平匹配。

（2）标的公司最新发电情况

2025 年 1-8 月，正蓝旗风电、北方多伦上网电量较去年同期分别下降 4.5%、3.4%，假设标的公司 2025 年发电利用小时数在 2024 年基础上以相同比例下降，则标的公司 2025 年弃风率情况如下表所示：

单位：小时

项目	正蓝旗风电	北方多伦
2024 年发电利用小时数	3,000.00	3,183.00
2025 年推测发电利用小时数	2,865.00	3,074.78
评估假设采用的可研报告利用小时数	3,291.45	3,340.00
2025 年推测利用小时数与可研报告差异率	12.96%	7.94%

由上表可见，根据 1-8 月数据推算，北方多伦弃风情况大大好于评估假设预测的弃风率，预计可以完成 2025 年预测收入；正蓝旗风电弃风情况弱于评估假设，但是随着近期国际贸易形势缓和、国内经济托底政策不断出台，河北地区工业用电量——特别是钢铁产业用电量——不断回升，2025 年 8 月，标的公司合计上网电量相较去年同期增加 7.80%，因此预计正蓝旗风电根据 2025 年 10%弃风率假设预测的发电收入仍有较大概率实现。

（3）标的公司弃风率历史变动情况

2024 年是标的公司风电机组全容量并网运营的第一个完整年度，其上网电量、机组利用小时数等数据具有较强参考性。2024 年，正蓝旗风电和北方多伦

弃风率分别为 8.87%、4.70%；2025 年 1-8 月，标的公司上网电量较 2024 年同期均有小幅下降，但标的公司 2025 年预测的弃风率也较 2024 年有所提升。

综上，标的公司 2025 年预测的弃风率与同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配。标的公司预测期内整体弃风率变化分析情况请详见本问询回复之问题 5/三/（二）/1、预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性。

（三）报告期内标的公司综合厂用电率情况，是否与同区域可比公司可比，预测期内能够维持报告期内水平的原因及合理性

2023-2024 年，正蓝旗风电综合厂用电率分别为 4.41%、4.34%，北方多伦综合厂用电率分别为 4.42%、4.21%。评估报告取 2023 年和 2024 年综合厂用电率的平均数作为预测期内标的公司综合厂用电率，其中正蓝旗风电为 4.37%、北方多伦为 4.32%。

位于标的公司同区域的内蒙古乌达莱新能源有限公司风电项目综合厂用电率为 2%、镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司的综合厂用电率为 4%。综合厂用电率因送出线路长度等因素不同，与同区域项目不可比。标的公司综合厂用电率略高于可比公司的原因是由于项目装机规模大且场区面积较广，并且是全国首个自建 220 千伏输电线路的新能源项目，集电线路和送出线路较长造成。

评估报告假设预测期内标的公司无新建项目，发电设备、输电线路不会增加，故综合厂用电率维持报告期内水平具有合理性。

四、2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础并考虑综合偏差进行预测的依据，是否符合行业评估惯例；综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标，各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因，相关预测是否充分考虑变化趋势；新能源发电全面入市的具体影响，所在区域的相关政策和执行情况，预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性，电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性

（一）2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础并考虑综合偏差进行预测的依据，是否符合行业评估惯例

标的公司 2025 年中长期合同已经签署且覆盖标的公司预计年度可发电量

90%以上，合同中约定的电价具有约束力，是华北电网与标的公司结算电费的基础，具体来说，华北电网每月与标的公司结算电费时，首先按照标的公司签署的中长期合同中约定的电量与电价、计算“照付不议”结算电费，之后再根据标的公司当月实际上网电量超出或少于合同约定的部分电量以及其他事项进行考核，最终得出标的公司当月结算电费。因此，标的公司 2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础进行预测。

根据新能源发电行业特点，电费结算单的构成通常包括优先发电交易电费（即保障电量电费）、电力直接交易电费（即市场交易电量电费）、其他考核费用、辅助服务交易费用和两个细则费用等。由于标的公司全部电量参与市场交易，故电费收入主要由电力直接交易电费构成、不涉及优先发电交易电费。辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用等为电费收入的增减因素，是行业的通用指标，本次评估将这些增减因素合并统称为综合偏差，将相应的增减费用折算成度电增减比例，并在合同电价基础上按照一定比例增减，符合行业评估惯例。

其他交易案例对电价预测情况如下：

项目名称	电价因素
正蓝旗和多伦风电	以合同价为基础，考虑历史年度辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用
镶黄旗鑫源风电	以燃煤基准价为基础，考虑历史年度偏差电费、调峰服务费、考核补偿电费
阿拉善风电	以燃煤基准价为基础，减去历史年度考核电费

（二）综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标，各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因，相关预测是否充分考虑变化趋势

1、综合偏差的具体定义，是否为行业通用指标

新能源发电行业电费结算单的构成通常包括优先发电交易电费（即保障电量电费）、电力直接交易电费（即市场交易电量电费）、其他考核费用、辅助服务交易费用和两个细则费用等。其中辅助服务费用指为维护电网安全稳定运行，由并网发电厂或负荷侧主体提供的调频、备用、调峰等辅助服务所获得的补偿费用；其他考核费用主要指因发用电行为偏离合同或调度指令而产生的偏差考核费用；两个细则费用主要指依据《并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《发电厂并网运行考核实施细则》产生的费用。该等指标均为行业通用指标。

华北电网与标的公司结算电费时，会将辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用等行业通用指标作为标的公司电费收入的增减因素。本次评估将这些增减因素合并统称为综合偏差。

2、各项构成的具体内容、对结算电价的影响，报告期内各项构成变化情况及原因

本次评估综合偏差主要包括辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用。各项构成的具体内容如下：

（1）辅助服务交易费用

辅助服务交易费用是维持电力系统稳定运行的调节服务成本，遵循“谁受益，谁承担”原则进行分摊。该费用涵盖调频、备用、调峰等系统调节服务，用于保障电网安全和新能源消纳，通常用于火电项目等因为新能源项目调峰和造成的电费损失。费用由区域内新能源项目共同分摊后，补偿给相关保障系统。

（2）其他考核费用

主要为发电企业中长期合同电量报价考核，通常情况下，每月实际结算电量与合同电量会存在差异，由此形成的差异电量在“超合同电量”中体现，具体表现为：若实际结算电量大于合同电量的部分，为正偏差电量，用正数形式体现在超合同电量中；反之，则为负偏差电量，以负数形式体现，扣减一部分电费。

（3）两个细则费用

两个细则费用指中国电力系统中根据《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》产生的考核、补偿及分摊费用，用于规范并网运行和辅助服务管理，平衡发电主体间的利益分配，主要是对运行管理的考核。主要涵盖几方面内容：

考核费用：对并网发电厂违反运行规定的经济处罚（如未达标技术指标），通过扣减电量或收取费用实现。

补偿费用：对提供有偿辅助服务（如调峰、调频、黑启动等）的发电主体给予的成本补偿，费用来源于考核费用盈余或按比例分摊。

3、相关预测是否充分考虑变化趋势

本次评估预测辅助服务费在 2025 年度将会有所提高，主要原因是 2025 年火电深调频次及深度增加，火电调峰出清价格上涨，整体调峰分摊费用有一定增加，故在 2025 年电价的预测中单独考虑了因辅助服务费的增加而导致的电价下降，预测期内后续年度电价均在 2025 年电价基础上下降，因此也就相应包含了辅助服务费提升的预测。

除辅助服务交易费用外，上述综合偏差涵盖的各种费用每年的波动不大、基本处于稳定水平，故本次评估参考历史年度的情况进行未来年度预测。

综上，本次评估对于综合偏差的预测已充分考虑相关变化趋势对电价的影响。

（三）新能源发电全面入市的具体影响，所在区域的相关政策和执行情况，预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性

1、新能源发电全面入市的具体影响

自投运以来，正蓝旗风电和北方多伦风电机组所发电量全部通过市场化方式消纳，新能源发电全面入市对于标的公司现有业务开展过程中的电量调度机制、电费结算方式不存在直接影响，但短期内可能对于标的公司电量消纳区域的新能源利用率及电价造成一定影响。

2、所在区域的相关政策和执行情况

2025 年 1 月 27 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）。根据该 136 号文，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；为应对市场波动，建立“多退少补”的差价结算机制，2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目机制电价沿用现行价格政策（不高于煤电基准价）。

标的公司电量全部送往华北电网（京津冀地区）消纳。2025 年 9 月 26 日，河北省发展和改革委员会发布《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》、《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（以下统称“改革实施方案”）。根据改革实施方案，冀北电网和河北南网均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，建立以市场为

导向的新能源价格形成机制；充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好发挥政府作用，稳定项目收益预期，保障市场主体投资积极性，促进新能源高质量发展，推动构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。改革实施方案同时根据 136 号文指导意见确定了部分政策细节：对于机制电价，冀北电网按现行燃煤发电基准价 0.372 元/千瓦时执行，河北南网按现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行；对于机制电量，冀北电网规定单个新能源项目以 2024 年 6 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日实际非市场化交易结算电量占上网电量的比例作为该项目机制电量比例上限，河北南网规定集中式风电项目参与机制电量占上网电量的比例上限为 70%。目前北京、天津地区尚未就新能源发电全面入市出台具体实施方案。

未来，随着新能源发电全面入市政策的推进和实施，京津冀地区新能源市场交易电量比例将会逐步扩大，同时在双碳目标下，国家绿电相关政策也会进一步出台，从而保障区域绿电的消纳。

3、预测期内结算电量和电价对此具体考虑、依据及充分性

(1) 预测期内结算电量对此具体考虑、依据及充分性

据国家能源局统计，2024 年我国新能源发电量通过市场化方式消纳的比例已超过 50%。在没有外力影响的情况下，新能源发电的投资企业将会考虑市场对于新能源电量的消纳能力以及投资新能源项目的回报率，市场规律将会使得供给以大致匹配需求状况的节奏增长，新增供给与新增需求总体保持平衡。2025 年 1 月，136 号文出台并规定了“新老划断”的时间线，具体来说，2025 年 6 月 1 日之前并网的新能源发电机组可以按照现有火电基准电价作为机制电价，未来每年享受一定额度的机制电量。

短期来看，虽然 136 号文为代表的新能源全面入市政策聚焦于通过市场化方式消纳新能源电量，并没有改变新能源发电在我国新型电力系统中占主体地位的顶层设计，但由于 136 号文规定了“新老划断”的时间线，客观上确实可能造成 2025 年上半年一些地区出现新能源“抢装”现象，从而使得区域新能源电量供给有一定提升、进而对原有新能源机组的发电量造成短期冲击。不过，上述新能源供给在短期内快速增长的趋势并不可持续，主要原因是：一方面，136 号文规定的新老划断时间线已过、新能源电力投资方已经没有“抢装”动力，反倒是由

于上半年的“抢装”可能透支部分原本计划在 2025 年下半年及以后并网的新能源供给，使得 2025 年下半年新能源供给增速低于近年平均水平；另一方面，新能源发电严重依赖风、光的自然资源，由于近年来的快速发展，我国优质风电资源日益稀缺、且优质风电项目审批门槛越来越高，优质新能源发电项目的日益稀缺将降低投资新能源发电项目的平均回报率，从而通过市场规律在一定程度上降低新能源电量供给增速。除上述供给方面的影响外，2025 年上半年由于国际贸易形势的一些扰动，我国部分地区工业用电需求出现波动，不过，随着我国经济托底政策的持续出台以及国际贸易形势的缓和、我国经济及用电需求保持韧性，上述需求扰动预计也不会持续存在。

长期来看，华北电网新能源电量供求更趋于平衡而非失衡、新能源机组利用率有望较 2025 年有所改善，这主要是由于：一方面，从电力供需现状来看，华北电网（京津冀区域）长期存在电力缺口、需要从域外调入电量，根据国家统计局数据，2024 年，京津冀电量缺口（发电量小于用电量部分）分别为 957 亿千瓦时、252 亿千瓦时、1,105 亿千瓦时；另一方面，从电力供需动态变化来看，我国经济保持韧性、以及国家不断提升新能源消纳比例强制要求带来的需求提升、以及抢装潮过后新能源供给增加更加理性，有望使得新能源发电新增供给与新增需求总体保持平衡。

综合考虑上述因素，本次评估对于预测期内结算电量的预测，在标的公司可研报告理论发电量的基础上，2025 年结算电量较 2024 年有所降低，对上述新能源供给增加和工业用电需求波动的短期影响已有考虑；2026 年及以后年度，随着上述短期冲击的影响逐渐消散、华北电网新能源电量供求更趋于平衡，标的公司弃风率逐步改善并最终达到 5% 的合理稳定水平，结算电量将在有所增加后保持稳定。本次评估对于结算电量的预测已充分考虑新能源发电全面入市的相关影响。预测期内结算电量的具体分析详见本问询回复之问题 5/三/（二）/1、“预测期内弃风率的确定依据，与报告期内的对比情况，持续下降及下降幅度的合理性”。

（2）预测期内结算电价对此具体考虑、依据及充分性

新能源发电全面入市后，部分原先通过保障方式消纳的新能源电量也将参与市场竞争，可能在一定程度上造成市场竞争的加剧并使得风电电价有所下降；但是，在市场机制作用下，风电电价并不会持续的、无止境的下降。

综合考虑上述因素，本次评估进行预测期内标的公司结算电价的预测时，2025 年电价在 2025 年中长期合同电价基础上，充分考虑了各项影响因素后确定结算电价；2026-2032 年结算电价呈现平稳下降趋势，一直降至主管部门制定的华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价 289.27 元/千千瓦时（不含税）为止。本次评估对于结算电价的预测已充分考虑新能源发电全面入市的相关影响。预测期内结算电价的具体分析详见下文中对“电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性”的答复。

（四）电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价的原因及合理性

1、燃煤基准电价仍作为电力市场的参照标杆，具有一定的参考性

2004 年，《国家发展改革委关于印发<燃煤发电机组标杆上网电价>及试行办法的通知》（发改价格〔2004〕1229 号）发布，根据该文件，国家发展改革委综合考虑各地燃煤发电机组的平均投资成本、运营成本、燃料价格、环保成本、财务费用等成本因素及合理收益，按照“一省一价”原则，制定各省燃煤发电标杆上网电价。2019 年，《国家发展改革委关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号）发布，根据该文件，“将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%”。

由上述可见，基准电价及其前身标杆电价，在制定过程中综合考虑火电机组全生命周期内的综合成本和合理回报，而该等成本因素总体看波动较小，因此标杆电价、基准电价在各年间波动幅度较小。2019 年标杆电价调整为基准电价以来，京津冀地区燃煤基准电价未进行过调整。

综上，燃煤基准电价是行业主管部门综合火电发电成本、电力市场供需平衡及社会经济发展需求制定的基准价格，是电力市场价格体系的核心“锚点”。在目前电力市场交易中，燃煤基准电价仍作为各发电企业电价决策的参考标准，且燃煤基准电价波动性较小，故燃煤基准电价具备较强的参考性。

2、市场机制作用下，风电电价不会持续下跌

随着新能源装机规模的不断增加，传统火电主要起到为新能源调峰的作用。

作为传统可调峰电源，火电在电网调峰、保供及保障输电安全等方面发挥着不可替代的作用。

火电与风电具有相同的电力属性，且对于一些受到国际供应链和碳壁垒、国内新能源消纳政策、自身 ESG 目标等因素驱动的行业和企业来说，其愿意为风电等绿电支付一定的溢价，因此长期来看，在市场机制下风电合同电价不应低于火电合同电价。若市场电价长期低于燃煤基准电价，将导致火电企业无法获得合理收益甚至持续亏损，进而削弱火电投资意愿、影响其电量供给。风电、光伏等新能源受自然条件限制，无法单独承担基荷供电责任，且我国当前新能源装机容量所发电量仍远不能满足全社会用电需求，若火电电量因电价过低而显著下降，则市场机制将会推动电价合理回升。

3、新能源发电全面入市相关政策仍然认可燃煤基准电价的参考性

根据 136 号文，“2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目，机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。”根据部分省份近期发布的 136 号文实施方案（征求意见稿），存量新能源项目机制电价均按现行燃煤发电基准价确定，执行期限按存量项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间与投产满 20 年对应时间较早者确定。由此可以看出，新能源发电全面入市相关政策仍然认可燃煤基准电价的参考性。

136 号文的“不高于当地煤电基准价”，并非允许电价无限下降，而是通过上限约束引导风电从补贴价向市场化价平稳过渡；而电价最终收敛于燃煤基准电价，是政策保障合理收益、市场自发调节成本、系统平衡煤电功能、区域联动锁定价格共同作用的结果。

因此，回归到本次评估预测，由于是对未来长期电价的预测，故最终稳定电价降至华北地区直调火电机组内蒙地区燃煤基准电价最为合理。

4、标的公司电价降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价，低于京津冀区域燃煤基准电价水平，电价预测具有审慎性

目前，京津冀地区燃煤基准电价处于 0.3598-0.372 元/千瓦时(含税)的水平，均高于华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价 0.327 元/千瓦时（含税），本次评估稳定电价选用的是华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价，更具

审慎性。

综上，本次评估预测期内标的公司结算电价最终降至华北电网直调内蒙地区燃煤发电机组基准电价具有合理性。

五、标的公司各类成本支出的主要用途，预测期内总成本、各类成本与报告期内的对比情况、相关确定依据及完整性，预测期内标的公司度电成本，与同行业可比公司的对比情况，说明相关成本预测的完整性

（一）标的公司各类成本支出的主要用途

标的公司各类成本支出主要包括外购动力费、材料费、修理费、人工成本、折旧费、保险费、无形资产摊销、委托管理费、安全生产服务费、技术服务费及电厂安全生产费、与人数相关的其他费用和与容量相关的其他费用等。

1、正蓝旗风电与北方多伦均涉及的成本支出及其主要用途

（1）外购动力费：为外购用电费，主要用于保障机组正常运行、设备维护及辅助系统运转。

（2）材料费：主要用于购置日常维护类材料和运行消耗类材料。

（3）修理费：主要为主机（风机机组）和非主机检修费，主机检修费包括首检费（投产后三个月）和定检费（半年一次），非主机检修费包括升压站设备、集控站设备、输配电及线路检修费和生产、非生产建筑物检修费。

（4）人工成本：主要为公司合同制员工的工资、奖金和社会保险费等。

（5）折旧费：根据固定资产计提折旧的方式，按资产原值和折旧年限计提的折旧费用。

（6）保险费：为发电机组等设备设施缴纳的保险费用。

（7）无形资产摊销费：主要为土地使用权摊销费用，根据土地使用权计提摊销的方式，按土地使用权原值和摊销年限计算年度摊销费用。

（8）委托管理费：标的公司向上都火电采购委托运营管理服务的费用。

（9）安全生产服务费：标的公司向北方公司支付安全生产服务费，北方公司向标的公司提供安全生产监督与技术服务，如组织制定综合性的安全生产管理

制度，定期对自主检修机组提供人员、技术、管理支持，根据标的公司需求对其机组运行、检修过程中存在技术难题提供技术支持等。

（10）技术服务费：主要为委托第三方机构提供绝缘、继电保护、电测、电能质量、风力机、监控自动化、金属、化学等技术监督服务，以及关口计量装置校验服务费等。

（11）电厂安全生产费：根据财政部应急部《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求计提，该费用主要用于完善、改造和维护安全防护设备、设施支出，配备、维护、保养应急救援器材、设备设施支出和应急救援队伍建设、应急预案制修订与应急演练支出等与安全生产直接相关的支出。

（12）与人数相关的其他费用：包括办公费、差旅费、劳动保护费等。

（13）与容量相关的其他费用：包括咨询费、运输费、绿化清洁费、中介费、会议费、信息化维护费、租赁费、外部劳务费等。

2、北方多伦单独涉及的成本支出及其主要用途

北方多伦租用正蓝旗风电建设的储能项目房屋和设备而发生的租赁费用。

（二）预测期内总成本、各类成本与报告期内的对比情况及预测依据

1、正蓝旗风电

正蓝旗风电预测期内各年度总成本、各类成本与报告期内的对比情况及预测依据如下表所示：

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
1	外购动力费	质保期内按照 2025 年预算水平，随着后续设备运行年限增加，停机检修时间有所增加，质保期外外购动力费翻倍	2.67	10-20
2	材料费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内每年 6 元/kW，质保期外每年 30 元/kW	33.11	660-3300
3	修理费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内按 12.15 元/kW，期外按 38 元/kW；对于储能项目的修理费，根据储能项目可研报告进行预测，质保期内 0 元/kWh，质保期	170.17	1336.5-4780

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
		外 10 元/kWh，质保期 3 年		
4	人工成本	自 2025 年开始，未来年度人工成本在上一年基础上按 2% 增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	3,282.45	3348.1-3553.03
5	折旧费	根据固定资产计提折旧的方式，按资产原值和折旧年限来预测未来年度折旧费用，包括存量固定资产和资产更新投资支出涉及的折旧额	25,888.80	24,653.77-26,926.18
6	保险费	按照财产保险相关税率万分之七标准进行预测	309.36	405
7	无形资产摊销	主要为土地使用权，根据土地使用权计提摊销的方式，按土地使用权原值和折旧年限来预测未来年度摊销费用	54.46	54.46
8	委托管理费	委托管理费主要为人工成本的分摊，参照人工成本增长率 2% 进行预测。自 2025 年开始，未来年度委托管理费在上一年基础上按 2% 增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	710.21	724.41-768.75
9	安全生产服务费	根据北方公司系统各单位依据资产和管理关系，实行母公司对子总司、总公司对分公司的安全生产监督。北方公司作为母公司，对所属各单位提供了生产管理、安全监督等一系列服务。付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算，此规定自 2004 年 1 月 1 日起执行	1650	1650
10	技术服务费	2025 年技术服务费按照当年度预算进行预测，2026 年及以后年度按照合同约定标准并结合企业实际情况进行预测，按照每年 1.5 元/kW 进行预测	112.94	104-165
11	电厂安全生产费	根据财政部应急部《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求计提，主要为与安全生产直接相关的支出	869.21	609.87-666.70
12	与人数相关的其他费用	包括办公费、差旅费、劳动保护费等，结合标的公司自身经营需要，按照 100 万元/年进行预测	72.08	100
13	与容量相关的其他费用	包括咨询费、运输费、绿化清洁费、中介费、会议费、信息化维护费、租赁费、外部劳务费等，结合标的公司自身经营需要，按照 220 万元/年进行预测	196.41	220-814.69
14	其他	部分费用未来不再发生	70.19	1.99-2.11
	合计		33,422.06	36,237.65-42,554.63

注1：上表中预测期数据区间选取的是未来全部预测期内成本最小值和最大值。

注 2：上表中第 11 项电厂安全生产费 2024 年按照标准计提，但实际发生额较少。2025 年及以后年度安全生产费按照财政部、应急管理部印发的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号）第五十一条规定的 60% 进行测算。

注 3：上表中第 13 项与容量相关的其他费用，未来预测期中仅 2025 年为 814.69 万元，其余预测期按照 220 万元/年进行预测。2025 年北方多伦和正蓝旗风电预计发生修理修缮费 865 万元，为一次性费用，以后年度不再发生，按装机容量占比进行分摊后，正蓝旗风电分摊金额为 594.69 万元，故 2025 年其他费用为 814.69 万元。

注 4：上表中第 14 项其他为除了上表中第 1-13 项以外的成本，主要为广告宣传费、上海证券交易所服务费和残保金等，由于广告宣传费和上海证券交易所服务费未来不再发生，未来仅对残保金进行预测。

2、北方多伦

北方多伦预测期内各年度总成本、各类成本与报告期内的对比情况及预测依据如下表所示：

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
1	外购动力费	质保期内按照 2025 年预算水平，随着后续设备运行年限增加，停机检修时间有所增加，质保期外外购动力费翻倍	0.63	5-10
2	材料费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内每年 6 元/kW，质保期外每年 30 元/kW	5.27	300-1500
3	修理费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内按 12.15 元/kW，期外按 38 元/kW	118.42	607.50-1900
4	人工成本	自 2025 年开始，未来年度人工成本在上一年基础上按 2%增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	1826.79	1863.3-1977.38
5	折旧费	根据固定资产计提折旧的方式，按资产原值和折旧年限来预测未来年度折旧费用，包括存量固定资产和资产更新投资支出涉及的折旧额	9,613.76	9424.73-9814.24
6	保险费	按照财产保险相关税率万分之七标准进行预测	98.8	150
7	无形资产摊销	主要为土地使用权，根据土地使用权计提摊销的方式，按土地使用权原值和折旧年限来预测未来年度摊销费用	19.29	19.29
8	委托管理费	委托管理费主要为人工成本的分摊，参照人工成本增长率 2%进行预测。自 2025 年开始，未来年度委托管理费在上一年基础上按 2%增长，2029 年及以后年度维持 2028 年水平保持不变	312.53	318.78-338.29
9	安全生产服务费	根据北方公司系统各单位依据资产和管理关系，实行母公司对子总司、总公司对分公司的安全生产监督。北方公司作为母公司，对所属各单位提供了生产管理、安全监督等一系列服务。付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算，此规定自 2004 年 1 月 1 日起执行	750	750

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数	预测期数据
10	技术服务费	2025 年技术服务费按照企业提供的预算数据进行预测，2026 年及以后年度按照合同约定标准并结合企业实际情况进行预测，本次评估按照每年 1.5 元/KW 进行预测	56.33	47-75
11	电厂安全生产费	根据财政部应急部《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的要求计提，主要为与安全生产直接相关的支出	449.22	302.47-345.83
12	与人数相关的其他费用	包括办公费、差旅费、劳动保护费等，结合标的公司自身经营需要，按照 50 万元/年进行预测	28.82	50
13	与容量相关的其他费用	包括咨询费、运输费、绿化清洁费、中介费、信息化维护费、租赁费、外部劳务费等，结合标的公司自身经营需要，按照 110 万元/年进行预测	66.66	110-380.31
14	储能房屋和设备租赁成本	根据正蓝旗新能源公司与多伦新能源公司签订的《储能电站资产租赁合同》进行预测	0.00	1248.09
15	其他	未来不再发生	16.05	-
	合计		13,362.57	15,653.75-18,270.59

注 1：上表中预测期数据区间选取的是未来全部预测期内成本最小值和最大值。

注 2：上表中第 11 项电厂安全生产费 2024 年按照标准计提，但实际发生额较少。2025 年及以后年度安全生产费按照财政部、应急管理部印发的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号）第五十一条规定的 60%进行测算。

注 3：上表中第 13 项与容量相关的其他费用，未来预测期中仅 2025 年为 380.31 万元，其余预测期按照 110 万元/年进行预测。2025 年北方多伦和正蓝旗风电预计发生修理修缮费 865 万元，为一次性费用，以后年度不再发生，按装机容量占比进行分摊后，北方多伦分摊金额为 270.31 万元，故 2025 年与容量相关的其他费用为 380.31 万元。

由上述表中数据可见，本次评估出于审慎性原则，按照相关定额标准充分考虑了标的公司未来各类成本费用的支出，因而未来年度成本预测较 2024 年实际发生数有较大提高，各类成本预测具有完整性。

（三）预测期内标的公司度电成本，与同行业可比公司的对比情况

不同风电项目由于投入时间、造价水平、折旧年限等因素不同，造成折旧摊销水平有较大不同，而且折旧摊销金额在风电企业营业成本中的占比较大，通常在 50%—80%之间，因此，本回复中度电成本比较采用运营成本口径的度电成本，而非总成本口径的度电成本。

标的公司度电成本与部分临近区域内同行业可比公司的对比情况如下表所示：

交易标的	预测期年均运营成本（万元）	预测期年均年发电量（万千瓦时）	预测期年均度电成本（元/千瓦时）
正蓝旗风电	14,462.85	340,939.83	0.042
北方多伦	7,935.70	157,258.33	0.050
内蒙古乌达莱新能源有限公司	4,867.00	146,855.00	0.033
镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司	1,500.00	35,700.00	0.042

注 1：运营成本为账面营业成本扣除折旧摊销后的付现成本。

由上表可见，标的公司预测期内度电成本略高于临近区域内同行业可比公司，主要原因是本次评估出于谨慎性原则，对于预测期内各项成本按照行业标准或者中国华能相关规定的上限金额进行预估。标的公司未来年度运营中部分类别成本的实际发生金额预计小于相关定额标准。

综上所述，评估报告中对于标的公司预测期内各类成本进行了全面、审慎的预测。出于谨慎性原则，本次评估对于标的公司预测期内各项成本按照行业标准或者中国华能相关规定的上限金额进行预估，成本预测金额高于标的公司 2024 年实际成本发生金额、度电成本略高于临近区域内同行业可比公司，相关成本预测具备完整性。

六、标的公司各类成本变动与收入变化、经营年限之间的关系，变动时点和幅度、相关预测依据及合理性，总成本、度电成本变化是否符合行业惯例

（一）标的公司各类成本变动与收入变化、经营年限之间的关系

风电公司收入主要取决于上网电量和结算电价，上网电量的高低主要受到天气情况和电网调度影响，结算电价高低主要取决于电力市场供求状况与电网公司考核情况，均与成本关系不大。

风电项目的成本主要为固定支出，例如修理费、材料费、人工费、保险费、安全生产费等，变动成本很少。成本中的大额支出修理费和材料费等主要为保障风电机组的正常运转而支出，并不因支出更多的修理或材料费而对发电量有增加。风电机组的经济寿命年限为二十年，通常会因为风电机组的技术更新或经济性不佳而到期后淘汰掉或者进行“以大代小”更新。

（二）变动时点和幅度、相关预测依据及合理性

对于修理费和材料费，其变动时间以风电机组出质保时间为节点，通常质保期内的修理费和材料费发生金额相对较少，且主要由设备厂家或工程总承包方承担。当出质保期后，相关费用会有大幅增加。本次评估主要根据中国华能集团公司风电可控费用定额标准并结合企业实际情况进行预测，具体见下表：

项目	变动时点	质保期内	质保期外
修理费	质保期（5年）结束	12.15元/kW	38元/kW
材料费	质保期（5年）结束	6元/kW	30元/kW
正蓝旗储能项目修理费	质保期（3年）结束	0元/kW	10元/kW

由于标的公司风电项目尚处于质保期内，相关历史成本发生较少，但本次评估也根据定额标准，在质保期内充分考虑了修理费和材料费的支出。而中国华能集团公司风电可控费用定额标准是根据历史经验总结，既是预算支出的标准，也是运营绩效考核的标准，能够涵盖日常与突发的各种情况，且其成本变动时间和幅度符合风电行业发展规律，具备合理性。此外，经与上市公司控股的其他已出质保期风电企业各项成本费用（按照单位装机容量计算）进行比较，预测期内标的公司按照中国华能相关标准预测的各项成本预计能够覆盖未来标的公司日常经营所需的各项成本费用支出。

（三）总成本、度电成本变化是否符合行业惯例

风电项目的初始投资高度集中于风机、塔筒、基础设施等固定资产，折旧费用和财务费用在经营成本中占据绝对主导地位，这一特征符合行业重资产属性特点。但除此之外的运维成本相比较少，质保期内，设备维护由厂商和总承包方承担，运维成本较低；出质保后，运维成本进入上升通道，总成本随着出质保期后而增加。标的公司总成本、度电成本变化情况符合行业惯例。

七、标的公司相关设备是否需要定期维护或者大修，相关支出金额在评估预测中的体现、确定依据及准确性，定期维护或大修期间对标的公司发电的影响，收入预测对此具体考虑情况

与火电机组需定期大修不同，在设计使用寿命内，风机等相关设备需要定期检修，但通常不涉及大修（如更换风机、叶片等）。火电机组依赖燃料燃烧发电，运行过程中始终处于高温、高压的严苛环境中，核心部件（如锅炉、汽轮机叶片）

受高温腐蚀、机械磨损的速度相对较快；此外，火电机组由于工作特点不能随时熄火停机，所以对于核心部件在日常运行过程中累积的磨损，通过定期大修的方式予以集中维修或更换。风电机组的工作环境为常温、常压、无燃烧，不存在高温高压对部件的加速损耗，核心部件（如齿轮箱、发电机）的磨损速度远低于火电机组；且风电机组可以随时停机维护检修。因此，风电机组通常不会安排大修，而是通过定期维护避免磨损累积导致的重大故障，这类维护投入成本低、操作周期短且通常选择在小风、无风季节予以实施，对于风电企业经营影响较小。

因此，本次评估预估了标的公司预测期内定期检修费用，但未预估大修费用。

评估报告中已根据中国华能对于风电机组及相关设备运营期间年度检修费用标准以及标的公司实际情况，对预测期内标的公司材料费、修理费、人工成本等检修相关费用进行预估。中国华能在电站的运营管理与成本控制方面有着丰富的经验，根据中国华能相关费用标准预估的金额能够涵盖标的公司预测期内的定期检修费用。

定期检修对标的公司发电的影响很小，可忽略不计。主要原因包括：标的公司集控中心充分利用中国华能新能源智慧运维平台数据资源，发挥数据作用，分析设备运行健康状况，为检修提供有力决策支持，重点关注设备主要部件温度、油脂温度、振动、风机 CMS 监测等，及时发现机组各类缺陷，要求检修人员消缺闭环充分做到预防性检修。通过合理利用风功率预测情况，避免在风力发电高峰期进行检修。同时，由于风机发电受天气影响较大，标的公司会集中在夏季风资源较少的情况下进行检修。而且，风机检修基本都是单台停机检修，对发电的影响很小。因此，定期检修对标的公司发电的影响很小，本次评估收入预测未考虑定期检修影响。

八、预测期内标的公司毛利率与报告期内对比情况，分析毛利率变化情况及合理性

（一）预测期内标的公司毛利率与报告期内对比情况

1、正蓝旗风电

正蓝旗风电预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	69.93%	68.48%	69.67%	65.59%	66.21%	65.59%	62.73%	59.84%	59.26%	58.04%	56.55%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	56.04%	56.00%	56.00%	56.06%	56.07%	56.07%	56.08%	56.40%	56.40%	58.35%	68.74%

2、北方多伦

北方多伦预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	70.89%	73.92%	73.52%	67.18%	67.81%	67.76%	64.94%	62.01%	61.46%	60.27%	58.86%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	58.58%	58.59%	58.59%	58.58%	58.58%	58.58%	58.58%	58.61%	58.61%	59.47%	67.06%

（二）分析毛利率变化情况及合理性

标的公司预测期内整体毛利率水平低于报告期。从变化趋势来看，2025 年至 2028 年，标的公司毛利率呈缓慢下降态势，主要原因是该预测阶段内上网电价逐年下调；2028 年至 2029 年，毛利率下降幅度较为明显，核心系标的公司风机质保期将于 2028 年末届满，自 2029 年起，评估时已针对运维环节预测计提更高金额的成本；2029 年至 2033 年，毛利率再次进入缓慢下降通道，同样受该期间上网电价逐年降低的影响；2034 年至 2043 年，毛利率将维持基本稳定，主要系预测上网电价自 2034 年起保持稳定。2043 年上半年，标的公司毛利率较高，主要系 2043 年上半年标的资产折旧费用同比下降，标的公司部分固定资产自 2023 年上半年起开始计提折旧，且该类资产折旧年限设定为 20 年；至 2043 年上半年，上述固定资产已达到预设折旧期限，相应折旧费用在当期大幅减少。

综上，标的公司预测期毛利率的测算已充分考量上网电价调整、风机质保期届满等关键因素，且预测期整体毛利率始终低于报告期水平，具备谨慎性与合理性。

九、截至目前，标的公司收入、成本、毛利率和净利润实现情况、同比变化情况及原因分析，结合上述情况、标的公司主要参数指标最新情况以及 2025 年长期协议签订情况等，说明评估预测的合理性以及 2025 年业绩可实现性

（一）截至目前，标的公司收入、成本、毛利率和净利润实现情况、同比变化情况及原因分析

2025 年 1-11 月，标的公司收入、成本、毛利率及净利润实现情况如下表所示：

单位：万元

标的公司	项目	2025年预测数	2025年1-11月完成数	2025年1-11月完成年度预测金额比例	2024年年度数据	2024年1-11月数据	2024年1-11月金额占年度比例比
正蓝旗风电	营业收入	106,614.21	92,572.40	86.83%	106,020.32	94,501.40	89.14%
	营业成本	36,684.75	30,329.00	82.67%	33,422.06	28,808.80	86.20%
	净利润	59,011.87	52,576.90	89.10%	64,930.39	58,496.40	90.09%
北方多伦	营业收入	48,426.96	41,487.60	85.67%	51,246.06	46,150.80	90.06%
	营业成本	15,894.25	12,881.80	81.05%	13,362.57	11,430.00	85.54%
	净利润	28,124.88	26,079.00	92.73%	34,409.50	31,297.60	90.96%

由上表可见，2025 年 1-11 月，正蓝旗风电、北方多伦营业收入占年度营业

收入预测金额的比例分别为 86.83%、85.67%，相较去年同期营业收入完成度分别下降 2.31、4.39 个百分点，收入完成度与上年同期相比差异较小；2025 年 1-11 月，正蓝旗风电、北方多伦营业成本占年度营业成本预测金额的比例分别为 82.67%、81.05%，相较去年同期营业成本完成度分别下降 3.52、4.49 个百分点，反映出评估假设中对于标的公司预测期内成本金额的测算较为审慎；综合上述收入、成本两方面的影响，2025 年 1-11 月，正蓝旗风电、北方多伦已实现净利润占年度净利润预测金额的比例分别为 89.10%、92.73%，相较去年同期净利润完成度分别下降 1 个百分点、上升 1.77 个百分点，可以看出，2025 年 1-11 月，正蓝旗净利润完成度与上年同期大体相当、北方多伦净利润完成度快于上年同期。

2025 年 1-11 月，标的公司收入、成本、毛利率及净利润同比变化情况如下表所示：

单位：万元

项目	正蓝旗风电			北方多伦		
	2025 年 1-11 月	2024 年 1-11 月	变动比例	2025 年 1-11 月	2024 年 1-11 月	变动比例
营业收入	92,572.40	94,501.40	-2.04%	41,487.60	46,150.80	-10.10%
营业成本	30,329.00	28,808.80	5.28%	12,881.80	11,430.00	12.70%
毛利率	67.24%	69.51%	下降 2.28 个 百分点	68.95%	75.23%	下降 6.28 个 百分点
净利润	52,576.90	58,496.40	-10.12%	26,079.00	31,297.60	-16.67%

就正蓝旗风电而言，其 2025 年 1-11 月营业收入同比下降 2.04%，主要系上网电量同比下降导致收入规模减小；营业成本同比上升 5.28%，主要系正蓝旗风电储能设施于 2024 年末完成转固，使得 2025 年折旧费用增加；毛利率同比下降 2.28 个百分点，主要系营业收入下降与营业成本上升综合影响；净利润同比下降 10.12%，主要受双重因素影响：一是前述营业收入降低与营业成本上升，二是所得税政策变化，2024 年度正蓝旗风电无需缴纳所得税，2025 年度所得税适用比例为 7.5%，所得税费用增加进一步拉低净利润。

就北方多伦而言，其 2025 年 1-11 月营业收入同比下降 10.10%，主要系上网电量同比下降导致收入规模减小；营业成本同比上升 12.70%，主要系租用正蓝旗风电储能设备所致；毛利率同比下降 6.28 个百分点，主要系营业收入下降与营业成本上升综合影响；净利润同比下降 16.67%，主要系 2024 年度北方多伦免

缴所得税，2025 年度所得税适用比例调整为 7.5%，所得税费用增加导致净利润下降，此外，北方多伦自 2025 年起租赁正蓝旗风电的储能设施，使得相应租赁费用增加。

（二）结合上述情况、标的公司主要参数指标最新情况以及 2025 年长期协议签订情况等，说明评估预测的合理性以及 2025 年业绩可实现性

1、标的公司主要参数指标最新情况

2025 年 1-11 月，标的公司主要参数指标最新情况及与 2025 年预测情况对比如下：

项目	正蓝旗风电		北方多伦	
	2025 年 1-11 月	2025 年全年预测	2025 年 1-11 月	2025 年全年预测
上网电价（元/千瓦时）	0.3411	0.3371	0.3329	0.3358
发电利用小时数（已实现）	2,547.59	2,962.31	2,604.36	3,006.00
发电利用小时数（预测全年）	2,890.07	2,962.31	3,005.07	3,006.00
综合厂用电率	4.46%	4.37%	4.29%	4.32%

注：标的公司 2025 年发电利用小时数按照如下逻辑预测：（1）进入 2025 年冬季大风季以来，标的公司所在地来风情况明显好于去年同期，不过出于谨慎性原则，假设 2025 年 12 月标的公司发电量与去年同期持平，计算得出两家标的公司 2025 年 12 月预测发电量；（2）将两家标的公司 2025 年 12 月预测发电量折算为发电利用小时数，并与标的公司 1-11 月已实现的发电利用小时数加总。

由上表，正蓝旗风电 2025 年 1-11 月上网电价较 2025 年全年预测值高 1.19%，综合厂用电率略高于 2025 年全年预测值，预测全年发电利用小时数较评估报告中 2025 年全年预测值低 2.44%，正蓝旗风电评估预测总体具备谨慎性和合理性。

北方多伦 2025 年 1-11 月上网电价较 2025 年全年预测值低 0.86%，综合厂用电率低于 2025 年全年预测值，预测全年发电利用小时数与评估报告中 2025 年全年预测值基本一致，北方多伦评估预测总体具备谨慎性和合理性。

2、2025 年长期协议签订情况

正蓝旗风电及北方多伦上网电量已全部参与市场交易，电价执行交易电价。目前标的公司已完成 2025 年中长期电力交易（系统交易视为合同流程）。其中正蓝旗风电 2025 年度中长期合同协议售电量合计 305,099.10 万千瓦，协议总金额（不含税）110,282.46 万元，高于正蓝旗风电 2025 年预测总收入 106,614.21

万元；北方多伦 2025 年度中长期合同协议售电量合计 140,812.67 万千瓦，协议总金额（不含税）50,626.73 万元，高于北方多伦 2025 年预测总收入 48,426.96 万元。

3、评估预测的合理性及 2025 年业绩可实现性

2025 年 1-11 月，标的公司净利润下降，核心原因有两方面：一是弃风限电率上升导致营业收入减少，二是所得税率变化使得缴纳的所得税费用增加。上述影响净利润的关键因素，均已在本次评估报告中充分考虑，具体假设与数据匹配情况如下：

在弃风限电率假设上，本次评估设定 2025 年度正蓝旗风电、北方多伦的弃风限电率均为 10%。参考评估计算口径，2024 年度正蓝旗风电实际弃风限电率为 8.87%，北方多伦为 4.70%，2025 年度的假设弃风限电率已在 2024 年实际水平基础上有所上调，与标的公司上半年净利润下降的现实背景一致。

在所得税率假设上，本次评估设定正蓝旗风电、北方多伦 2025 年度所得税率为 7.5%，该税率与标的公司当前实际适用税率相符。

从业绩完成进度来看，2025 年 1-11 月，北方多伦净利润占其 2025 年全年预测净利润的比例为 92.73%、2024 年同期北方多伦净利润占其 2024 年度净利润的比例为 90.96%，正蓝旗风电净利润占其 2025 年全年预测净利润的比例为 89.10%、2024 年同期正蓝旗风电净利润占其 2024 年度净利润的比例为 90.09%，即，2025 年 1-11 月，北方多伦净利润完成度快于上年同期、正蓝旗净利润完成度与上年同期大体相当。此外，进入 2025 年冬季大风季以来，标的公司所在地来风情况明显好于去年同期，预计标的公司 2025 年 12 月业绩完成情况将会快于去年同期。

从经营支撑条件来看，一方面，标的公司 2025 年度中长期协议总金额（不含税）已超过其 2025 年全年预测总收入；另一方面，2025 年 1-11 月标的公司核心经营参数上网电价及综合厂用电率与本次评估报告中的假设水平基本一致。

综合上述弃风限电率、所得税率的假设合理性，2025 年预计发电利用小时数情况，以及中长期协议、核心经营参数的支撑作用，可判断正蓝旗风电与北方多伦的相关评估预测具备合理性，2025 年业绩目标预计将有较大概率实现。

除此之外，为进一步保障上市公司及投资者利益，本次重组交易对方北方公

司已出具承诺、并与上市公司签署《业绩承诺补偿协议》。北方公司承诺在本次重组实施完毕后三年内（含重组完成当年）标的公司业绩不低于本次收益法评估时预测的标的公司后续相应年度净利润，否则将按照《监管规则适用指引——上市类第1号》中的要求向上市公司进行补偿。

十、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）、《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）等国家技术标准及规范，核实风电设备设计寿命、经济使用年限的确定依据；检索国内超20年运营风电场案例，验证经济寿命可达设计寿命的实际可行性；

2、查阅可比交易案例的评估报告，对比风电设备经济使用年限取值，确认是否符合行业惯例；

3、查阅《电力业务许可证管理规定》等法规文件，核实电力业务许可证有效期及续期要求；获取正蓝旗风电、北方多伦的电力业务许可证，确认取得时间与并网时间差异；检索华北监管局近期电厂许可证续期案例；

4、查阅标的公司报告期内经营数据，对比预测期内收入、结算电量、电价的变动幅度，分析差异原因；

5、查阅国家及华北区域新能源政策，分析弃风率下降、新能源全面入市对电量及电价的影响；对比同区域风电项目的发电小时数、电价水平，验证预测合理性；

6、拆解结算电量预测逻辑，核查可研报告中理论发电小时数的加权计算过程，验证数据来源及计算准确性；核实2024年实际弃风率、厂用电率与预测假设的差异，分析弃风率逐年降至5%的政策及市场依据；

7、查阅标的公司2024年成本明细，明确各类成本的用途及核算口径；对比预测期内总成本与报告期数据，确认是否覆盖所有经营支出；

8、检索同行业可比公司的运营成本数据，对比标的公司预测期数据，分析

差异原因；核查安全生产费、折旧费等计提是否符合《企业安全生产费用提取和使用管理办法》及会计准则要求；

9、核实设备定期维护、检修的支出预算及核算方式，确认维护支出在成本预测中的体现，分析检修期间对发电的影响；

10、取得上市公司控股的其他已出质保期风电企业的风机维修费及材料费明细，复核上述费用的完整性及准确性，并与中国华能相关定额标准进行比较；

11、计算报告期及预测期毛利率，分析变动趋势及原因；

12、获取 2025 年 1-11 月标的公司财务数据，对比全年预测目标，计算业绩完成进度；核实中长期协议金额与 2025 年预测收入的匹配性，分析业绩可实现性；

13、核查业绩承诺补偿协议，确认交易对方的业绩承诺内容及补偿机制。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问及评估师认为：

1、标的公司风电设备设计寿命依据《风力发电场设计规范》确定，经济使用年限符合《风电场项目经济评价规范》要求，且有国内超 20 年运营案例验证，与可比交易案例取值一致，符合行业惯例；收益期限长于电力业务许可证有效期，系因标的公司提前办理许可证，许可证续期依据明确，且华北区域近期有续期成功案例，续期无实质性障碍，符合行业评估惯例；

2、预测期内，标的公司风力发电业务收入变动趋势主要系综合考量结算电价与结算电量两项因素各自变动的叠加影响所致；预测期内结算电量的变动主要取决于弃风限电率的变动，契合《清洁能源消纳行动计划》中“弃风率控制在 5%左右”的政策目标，且标的公司的低成本优势可支撑弃风率下降；2025 年结算电价基于已签中长期合同，扣减综合偏差后进行预测；2026 年后逐渐降至燃煤基准电价，符合新能源全面入市后市场竞争逻辑；结算电量和电价的预测与行业政策及变化、行业发展趋势及竞争程度、标的公司竞争优势和市场地位相匹配；

3、项目可研报告理论发电小时数系根据当地风力资源情况、风机规格型号等综合计算确定；各项目公司风电场数量较多，加权平均计算系通过总理论发电

量除以总装机规模进行确定；预测期内弃风率主要系根据标的公司 2024 年度实际弃风率情况以及新能源政策要求等进行确定，持续下降符合新能源政策指导要求，具备合理性；弃风率变动趋势与所在区域电力供给与需求关系，新能源发电与常规发电的关系、新能源发电上网政策和成本优势，新能源发电装机量变化、竞争程度和标的公司竞争优势，同区域平均水平、标的公司最新情况及历史变动等相匹配；2023-2024 年，正蓝旗风电综合厂用电率分别为 4.41%、4.34%，北方多伦综合厂用电率分别为 4.42%、4.21%。评估报告取 2023 年和 2024 年综合厂用电率的平均数作为预测期内标的公司综合厂用电率，其中正蓝旗风电为 4.37%、北方多伦为 4.32%；综合厂用电率因送出线路长度等因素不同，标的公司综合厂用电率略高于可比公司的原因是由于项目装机规模大且场区面积较广，集电线路和送出线路较长造成；评估报告假设预测期内标的公司无新建项目，发电设备、输电线路不会增加，故综合厂用电率维持报告期内水平具有合理性；

4、标的公司 2025 年中长期合同已经签署，合同中约定的电价具有约束力，是华北电网与标的公司结算电费的基础，标的公司 2025 年结算电价以中长期合同平均单价为基础进行预测具备合理性；辅助服务交易费用、其他考核费用和两个细则费用等为电费收入的增减因素，是行业的通用指标，本次评估将这些增减因素合并统称为综合偏差，符合行业评估惯例；本次评估对于综合偏差的预测已充分考虑相关变化趋势对电价的影响；自投运以来，正蓝旗风电和北方多伦风电机组所发电量全部通过市场化方式消纳，新能源发电全面入市对于标的公司现有业务开展不存在直接影响；标的公司所发电量全部送往华北电网京津冀地区消纳，目前京津冀地区尚未就新能源发电全面入市出台具体实施方案；预测期内结算电量和电价已充分考虑新能源发电全面入市的影响；电价最终降至内蒙地区燃煤基准电价系综合考虑燃煤基准电价的标杆作用、市场机制的影响以及新能源政策综合影响的结果，且内蒙地区燃煤基准电价低于京津冀区域燃煤基准电价水平，电价预测具有审慎性；

5、标的公司预测期内总成本、各类成本与报告期内具有可比性，且相关数据综合考量质保期的影响，具备完整性和合理性；预测期内标的公司度电成本略高于临近区域内同行业可比公司，主要系本次评估出于谨慎性原则，对于预测期内各项成本按照行业标准或者中国华能相关规定的上限金额进行预估，具备谨慎性和完整性；

6、标的公司各类成本变动与收入、经营年限相匹配，变动时点和幅度、相关预测依据具备合理性，总成本、度电成本变化符合行业惯例；

7、标的公司相关设备需要定期检修，但通常不涉及大修，评估报告中已根据中国华能对于风电机组及相关设备运营期间年度检修费用标准以及标的公司实际情况，对预测期内检修相关费用进行预估，相关预测能够涵盖标的公司预测期内的定期检修费用；定期检修对标的公司发电的影响很小，本次评估收入预测未考虑定期检修影响；

8、预测期毛利率的测算已充分考量上网电价调整、风机质保期届满等关键因素，且预测期整体毛利率始终低于报告期水平，具备谨慎性与合理性；

9、2025 年 1-11 月，标的公司净利润下降，主要系弃风限电率和所得税率变化的综合影响，相关指标均已在本次评估报告中充分考虑；从业绩完成进度来看，2025 年 1-11 月标的公司业绩完成度与标的公司 2024 年同期净利润占年度净利润的比例大体相当；从经营支撑条件来看，标的公司 2025 年度中长期协议总金额（不含税）已超过其 2025 年全年预测总收入；且 2025 年 1-11 月标的公司核心经营参数与本次评估报告中的假设水平基本一致；综合上述弃风限电率、所得税率的假设合理性，2025 年 1-11 月业绩完成度，以及中长期协议、核心经营参数的支撑作用，正蓝旗风电与北方多伦的相关评估预测具备合理性，2025 年业绩目标实现预计不存在实质障碍。

经核查，律师认为：

标的公司风电设备设计寿命依据《风力发电场设计规范》确定，经济使用年限符合《风电场项目经济评价规范》要求，且有国内超 20 年运营案例验证；电力业务许可证续期依据明确，且华北区域近期有续期成功案例，标的公司在续期时如仍满足目前申办条件，则续期不存在实质性障碍。

问题 6. 关于收益法其他评估事项

重组报告书披露，（1）本次评估假设标的公司在未来期间能够持续享受国家目前既有的增值税即征即退 50%的优惠政策；标的公司正蓝旗风电 2025 年-2027 年、标的公司北方多伦 2025 年和 2026 年，未预测城建税、教育费附加、地方教育费附加；进项税回收按照预测期每年应缴纳的增值税金额回收；（2）标的公司适用国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策；（3）预测期内资本性支出主要为存量资产的正常更新支出，金额相对较小；预测期内营运资金存在一定变动，部分年度存在营运资金流入的情况；（4）预测期末，标的公司可回收的资产主要包括营运资金、设备类残值、土地使用权和房屋建筑物；（5）因税率不同，预测期权益资本成本为 10.78%-11.35%，债务融资成本为 2.55%，加权平均资本成本为 6.93%-7.44%；（6）其他资产和负债的评估包括非经营性资产和负债、溢余资产；（7）标的公司正蓝旗风电和北方多伦市盈率分别为 7.76 和 10.01，低于同行业可比公司和可比交易案例平均水平，高于评估基准日相近的 2 单可比交易案例；（8）以 2024 年 6 月 30 日为评估基准日，标的公司正蓝旗风电评估值 350,073.52 万元，增值额 239,908.92 万元，高于本次交易评估值和增值额。

请公司披露：（1）标的公司其他收益的预测过程，增值税即征即退 50%的优惠政策是否将延续、标的公司是否将持续适用及依据；标的公司城建税等的预测过程和依据，部分年度未进行预测的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；评估基准日标的公司进项税的具体金额、主要来源以及与财务报表的对应关系，预测期进项税回收时点及金额的确定依据；（2）预测期内所得税费用的预测过程，公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间，是否与标的公司评估预测相匹配；（3）预测期内标的公司资本性支出相对较少、与折旧摊销金额不匹配的原因，能否满足日常经营需要、是否符合行业惯例及合理性；营运资金的测算过程，部分年度营运资金流入的合理性；（4）预测期内各类资产可回收金额的确定依据，结合相关资产剩余价值的公允性及可回收性，说明相关资金流入预测的合理性；（5）参照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，说明折现率各参数取值是否符合相关要求，折现率及主要参数是否与同行业可比案例可比，折现率较低的原

因及合理性；（6）目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异及原因，相关取值的合理性、是否符合评估准则以及对评估值的影响；债务融资成本的确定依据、与可比交易案例的可比性，是否符合评估准则的要求，是否与同期银行借贷利率匹配，相对较低的原因、合理性及对评估值的影响；（7）非经营性资产和负债、溢余资产的确定依据和主要内容，评估具体过程、依据及准确性；（8）标的公司正蓝旗风电前后两次评估值、增值额差异的原因，各评估假设、参数的差异及原因，行业和市场环境是否发生重大变化，本次对于两家标的公司的评估是否充分考虑相关变化及依据；（9）标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况，说明可比公司和交易案例的可比性；标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、标的公司其他收益的预测过程，增值税即征即退 50%的优惠政策是否将延续、标的公司是否将持续适用及依据；标的公司城建税等的预测过程和依据，部分年度未进行预测的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；评估基准日标的公司进项税的具体金额、主要来源以及与财务报表的对应关系，预测期进项税回收时点及金额的确定依据

（一）标的公司其他收益的预测过程，增值税即征即退 50%的优惠政策是否将延续、标的公司是否将持续适用及依据

2025 年 10 月 17 日，财政部、海关总署、税务总局联合发布《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 公告 2025 年第 10 号，以下简称“2025 年第 10 号公告”），对风力发电与核电领域的增值税政策进行调整。其中，针对风力发电业务的增值税政策调整内容，与此前执行的《财政部 国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74 号，以下简称“74 号文”）对比情况如下：

项目	原政策（74 号文）	新政策（2025 年第 10 号公告）
政策名称	《财政部国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74 号）	《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部海关总署税务总局公告 2025 年第 10 号）
风力发电政策内容	自 2015 年 7 月 1 日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策	自 2025 年 11 月 1 日起至 2027 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策

由上述对比可见，2025 年第 10 号公告将 74 号文中适用增值税即征即退 50%政策的范围，从“利用风力生产的电力产品”（含陆上、海上风力发电）缩小至“利用海上风力生产的电力产品”，明确取消陆上风力生产的电力产品享受增值税即征即退 50%的政策优惠。

鉴于本次政策调整后，标的公司未来适用的增值税政策将发生变化，对标的公司收益法、市场法的评估过程均产生影响。为更准确反映资产价值，上市公司已委托评估机构依据最新增值税政策，在评估基准日保持不变的前提下，对原评估报告进行更新调整，并重新出具评估报告。

在原政策（74 号文）下，正蓝旗风电、北方多伦的陆上风电业务可享受增值税即征即退 50%优惠，该部分退税款计入“其他收益”科目，作为评估过程中测算企业收益的组成部分；而 2025 年第 10 号公告实施后，陆上风电不再享受该优惠，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生，调整后的评估报告中已剔除该部分收益的测算。

（二）标的公司城建税等的预测过程和依据，部分年度未进行预测的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性

1、标的公司城建税等的预测过程和依据

首先对各年度销项税和进项税进行测算，最后得到当年应缴纳的增值税；再根据计算出的应缴纳增值税分别乘以标的公司各项附加税税率（城建税税率 5%、教育费附加税率 3%、地方教育费附加税率 2%），即附加税=应缴纳的增值税*（5%+3%+2%）。

2、部分年度未进行预测的原因

截至评估基准日，标的公司仍有待抵扣的进项税，则无需缴纳增值税，即计算附加税的基数为零。最终直至待抵扣进项税抵扣完毕后，才会产生相应的附加

税金额。

3、不同标的公司之间存在差异的合理性

截至评估基准日，标的公司待抵扣进项税的金额存在差异，具体来看，正蓝旗风电待抵扣进项税为 40,500.05 万元，北方多伦待抵扣进项税为 12,087.97 万元；加之标的公司每年产生的应交增值税也不同，故待抵扣进项税抵扣完毕的时间存在差异。因此，不同标的公司之间存在差异是合理的。

（三）评估基准日标的公司进项税的具体金额、主要来源以及与财务报表的对应关系，预测期进项税回收时点及金额的确定依据

正蓝旗风电评估基准日待抵扣进项税为 40,500.05 万元，北方多伦评估基准日待抵扣进项税为 12,087.97 万元，主要来源于项目投资建设产生的大额可抵扣进项税；其与财务报表的对应关系为：基准日待抵扣进项税=其他流动资产（待抵扣进项税金额）+其他非流动资产（待抵扣进项税金额）-其他流动负债（待转销项税）。

预测期进项税回收时点起止时间为自评估基准日开始，直至将基准日待抵扣进项税金额抵扣完毕为止。

二、预测期内所得税费用的预测过程，公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间，是否与标的公司评估预测相匹配

（一）预测期内所得税费用的预测过程

根据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号）规定，对居民企业经有关部门批准，从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定范围、条件和标准的公共基础设施项目的投资经营所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

正蓝旗风电及北方多伦均于 2022 年发电试运营，并于当年申报并享受上述优惠政策，因此，正蓝旗风电及北方多伦 2022 年至 2024 年免征企业所得税，2025 年至 2027 年减半征收企业所得税。同时，正蓝旗风电及北方多伦享受西部大开

发所得税优惠政策。

综上，预测正蓝旗风电及北方多伦 2025-2027 年税率为 7.5%，2028-2030 年税率为 15%，2031 年及以后无优惠，税率为 25%。

正蓝旗风电未来年度所得税的预测情况如下：

单位：万元

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年
利润总额	63,796.62	65,593.55	65,409.29	61,222.34	58,032.17	57,003.56	54,475.25	51,546.24	51,010.47	51,414.16
所得税费用	4,784.75	4,919.52	4,905.70	9,183.35	8,704.83	8,550.53	13,618.81	12,886.56	12,752.62	12,853.54
所得税费率	7.50%	7.50%	7.50%	15.00%	15.00%	15.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
项目	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月	-
利润总额	51,745.28	52,101.87	52,255.60	52,308.30	52,309.87	52,625.98	52,629.60	54,518.67	32,286.81	
所得税费用	12,936.32	13,025.47	13,063.90	13,077.08	13,077.47	13,156.50	13,157.40	13,629.67	8,071.70	-
所得税费率	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	

北方多伦未来年度所得税的预测情况如下：

单位：万元

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年
利润总额	30,405.28	31,157.13	30,795.11	29,457.48	27,870.11	27,280.27	25,994.38	24,582.93	24,509.25	24,685.49
所得税费用	2,280.40	2,336.78	2,309.63	4,418.62	4,180.52	4,092.04	6,498.59	6,145.73	6,127.31	6,171.37
所得税费率	7.50%	7.50%	7.50%	15.00%	15.00%	15.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%
项目	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月	-
利润总额	24,852.74	25,000.71	25,041.11	25,063.14	25,062.13	25,074.68	25,076.49	25,455.29	14,401.00	-
所得税费用	6,213.18	6,250.18	6,260.28	6,265.78	6,265.53	6,268.67	6,269.12	6,363.82	3,600.25	-
所得税费率	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	25.00%	-

（二）公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间

公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策的具体内容及适用时间如下表所示：

政策类型	政策文件名称	具体内容	适用时间
公共基础设施项目企业所得税优惠政策	《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80号）	对居民企业经有关部门批准，从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定范围、条件和标准的公共基础设施项目的投资经营所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。 本通知所称第一笔生产经营收入，是指公共基础设施项目建成并投入运营（包括试运营）后所取得的第一笔主营业务收入。	自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起（包括试运营），第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税
西部大开发所得税优惠政策	《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号）	自2021年1月1日至2030年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按15%的税率征收企业所得税。本条所称鼓励类产业企业是指以《西部地区鼓励类产业目录》中规定的产业项目为主营业务，且其主营业务收入占企业收入总额60%以上的企业。	2021年1月1日至2030年12月31日

（三）是否与标的公司评估预测相匹配

标的公司正蓝旗风电及北方多伦均从事风力发电业务，同时符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》和《西部地区鼓励类产业目录》的规定范围、条件和标准，因此适用公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策。

在政策适用时间方面，正蓝旗风电与北方多伦均于2022年下半年进入试运营阶段。依据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80号）的规定，自试运营年度起，可享受“三免三减半”的企业所得税优惠，即第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收。具体而言，2022年至2024年度为免税期，2025年至2027年度为减半征收期。此外，两家标的公司在2022年至2030年度亦符合西部大开发所得税优惠政策的适用条件。

在企业所得税税率方面，由于公共基础设施项目企业所得税优惠政策与西部大开发所得税优惠政策可叠加适用，正蓝旗风电与北方多伦在2022年至2024

年度免征企业所得税；2025 年至 2027 年度实际适用税率为 7.5%（即西部大开发所得税优惠税率 15%的 50%）；2028 年至 2030 年度适用税率为 15%；自 2031 年起恢复至 25%。该税率与标的公司在评估预测中所采用的所得税率相匹配。

三、预测期内标的公司资本性支出相对较少、与折旧摊销金额不匹配的原因，能否满足日常经营需要、是否符合行业惯例及合理性；营运资金的测算过程，部分年度营运资金流入的合理性

（一）预测期内标的公司资本性支出相对较少、与折旧摊销金额不匹配的原因，能否满足日常经营需要、是否符合行业惯例及合理性

风电行业属于典型的重资产、长周期行业，风电机组等核心资产占总资产比例较高，折旧摊销金额也相对较大；但是，在风电机组设计使用寿命年限内，通常不需要对其进行大规模资本性支出，无需进行改造或者替换，而对于风电机组定期维护性支出，则体现在修理费中。

本次评估中的资本性支出主要是对其他机器设备、电子设备和车辆的更新支出。与风电机组等资产相比，该等资产价格较为便宜、更新费用较小，因而预测期内标的公司资本性支出相对较少。

在永续经营假设下，风电企业为持续运营，需要通过资本性支出补偿风电机组等核心资产的折旧和摊销，因而资本性支出较大。本次评估未采用永续经营假设，预测期根据风电机组等核心设备的设计使用寿命等因素合理确定。在风电机组设计使用寿命年限内，通常不需要对其进行大规模资本性支出进行改造或者替换，而是通过定期维护使其保持良好工况。此外，经查询其他可比案例，均未在后续经营年度安排大额资本性支出计划。

综上，预测期内标的公司资本性支出相对较少具有合理性，能够满足日常经营需要且符合行业惯例。

（二）营运资金的测算过程，部分年度营运资金流入的合理性

1、营运资金的测算过程

评估基准日营运资金等于评估基准日营运资产减去营运负债。

营运资产包括货币资金保有量、应收账款、预付款项、其他应收款；营运负

债包括应付账款、应付职工薪酬和应交税费科目。相关科目具体预测过程如下：

货币资金保有量主要是考虑维持企业经营周转期内应付的主营业务成本以及相关税费支出所需要保留的最低货币资金量确定，货币资金保有量（月付现成本）=（主营业务成本+税金及附加+所得税-折旧与摊销）/对应月数 12，标的公司付现成本基本为月付。

应收账款主要为应收电费，标的公司次月收到上月的电费，故预测期末应收账款（电费）=预测期含税电费收入/12。

预付款项主要为预付的加油卡费用，预测期按照评估基准日金额进行预测。

其他应收款主要为应收运维服务收入，根据运维服务合同约定的付款方式，即双方核定费用清单后，支付本年度实际运维费用，故预测期末其他应收款等于当期含税运维服务收入。

应付账款、应付职工薪酬、应交税费等科目按照各项成本费用支付频次确定。

2、部分年度营运资金流入的合理性

正蓝旗风电部分年度营运资金流入主要是由于 2027 年正蓝旗风电待抵扣进项税全部抵扣完毕、2028 年开始缴纳附加税，以及 2030 年西部大开发所得税优惠政策结束、2031 年开始企业所得税税率变为 25%。上述情况使得正蓝旗风电营运负债中的应交税费增加，从而造成营运资金现金流的增加，具有合理性。

北方多伦部分年度营运资金流入主要原因为：2026 年标的公司待抵扣进项税全部抵扣完毕，2027 年开始缴纳附加税；2030 年西部大开发所得税优惠政策结束，2031 年开始企业所得税税率变为 25%。上述两种情况，使得营运负债中的应交税费增加，造成营运资金现金流的增加，属于合理情况。

四、预测期内各类资产可回收金额的确定依据，结合相关资产剩余价值的公允性及可回收性，说明相关资金流入预测的合理性

（一）预测期内各类资产可回收金额的确定依据

预测期内各类资产可回收金额的具体情况如下：

单位：万元

项目	正蓝旗风电		北方多伦	
	金额	现值	金额	现值
营运资金回收	5,824.06	1,594.63	2,884.70	789.83
设备类回收	25,395.14	6,953.19	10,565.80	2,892.91
土地使用权回收	1,570.32	429.95	556.31	152.32
房屋建筑物回收	2,292.14	627.59	268.14	73.42
可回收金额合计	35,081.66	9,605.36	14,274.95	3,908.48

正蓝旗风电和北方多伦预测期内各类资产可回收金额分别为 35,081.66 万元和 14,274.95 万元，对应的折现值分别为 9,605.36 万元和 3,908.48 万元。

预测期末，企业可回收的资产主要包括营运资金、设备类、土地使用权和房屋建筑物。预测期末营运资金回收金额按照运营最后一期所需营运资金确定；设备类回收金额按照各设备的账面残值确定；土地使用权和房屋建筑物可回收价值按照预测期末的账面净额确定。

（二）结合相关资产剩余价值的公允性及可回收性，说明相关资金流入预测的合理性

1、营运资金回收

营运资金是企业为维系日常经营活动而垫付的周转性资金，其金额等于营运资产与营运负债的差额，即企业在营运过程中对货币资金的净占用额。就标的公司而言，其营运资产主要涵盖应收账款、预付款项及其他应收款；营运负债则包括应付账款、应付职工薪酬和应交税费。

当标的公司资产组终止运营时（即预测期末），这部分营运资金通过收回应收款项、结清应付款项等方式实现清零，并由此形成现金净流入。营运资金的回收确保了企业资金周转的闭环完整性，营运资金具备可回收性，因此相关的资金流入预测具备公允性与合理性。

2、设备类回收

第一，近年来国内风电退役设备回收产业链逐步成熟，专业拆解企业、金属回收市场的规范化发展，为残值的实际变现提供了可靠的渠道保障。

第二，风电设备的核心价值集中于发电设备、输电线路、变电配电设备等，

这类部件以优质金属为主要材质。即便经过 20 年运行，仍能实现较高价值变现。

第三，标的公司执行的会计估计，机器设备的残值率按 5% 确定，是充分考虑未来可回收性等风险后，从谨慎性原则确定的，不存在高估残值的情况。

第四，标的公司将风电设备折旧年限设定为 20 年，此标准参考了国家标准下限制定。而在实际运营中，维护得当的风电资产使用寿命普遍可达 25~30 年，在使用寿命预测上已遵循谨慎性原则，而残值对整体价值的影响较小。

因此设备类资产具备可回收性，本次评估中设备类回收的现金流入预测具备公允性和合理性。

3、土地和房屋的回收

气候系统具有很强的稳定性，普遍在一百年内不会发生根本性变化，这保证了标的公司所在地区的风力资源格局保持相对稳定。此外，标的公司借助华北电网和特高压输电通道向京津冀送电，而特高压设施投资规模大、使用寿命长，一旦建成将长期持续发挥作用。

因此，20 年后标的公司所在区域依然是建设风电项目的优质选址，建设风电所需的土地和房屋的需求不会消失。本次评估中，按照土地、房屋的净值来确定可回收金额，充分体现了谨慎性原则，具备公允性和合理性。

五、参照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，说明折现率各参数取值是否符合相关要求，折现率及主要参数是否与同行业可比案例可比，折现率较低的原因及合理性

（一）参照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，说明折现率各参数取值是否符合相关要求

本次交易，评估机构按照《监管规则适用指引——评估类第 1 号》中折现率的确定方法，在选取合理的无风险报酬率及风险报酬率的基础上确定折现率，具体计算过程如下：

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E + D} + K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{E + D}$$

其中：Ke：权益资本成本；

K_d: 付息债务资本成本;

E: 权益的市场价值;

D: 付息债务的市场价值;

t: 所得税率。

其中, 权益资本成本采用资本资产定价模型 (CAPM) 计算。计算公式如下:

$$K_e = r_f + MRP \times \beta_L + r_c$$

其中: r_f: 无风险收益率;

MRP: 市场风险溢价;

β_L: 权益的系统风险系数;

r_c: 企业特定风险调整系数。

折现率计算过程中的涉及的主要参数包括无风险收益率、市场风险溢价、权益的系统风险系数、资本结构、企业特定调整系数和付息债务资本成本等, 本次评估折现率各参数取值情况如下:

1、无风险收益率

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》, “关注国债剩余到期年限与企业现金流时间期限的匹配性, 持续经营假设前提下应当选择剩余到期年限 10 年期或 10 年期以上的国债。” 本次评估采用有限年限法, 按照风电资产 20 年使用寿命确定预测期, 因此选取 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率 1.6752% 为无风险收益率, 符合指引要求, 具有合理性。

2、市场风险溢价

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》, “中国市场风险溢价通常可以利用中国证券市场指数的历史风险溢价数据计算、采用其他成熟资本市场风险溢价调整方法、引用相关专家学者或专业机构研究发布的数据。”

市场风险溢价是市场投资报酬率与无风险报酬率之差。标的公司经营业务主要在中国境内, 本次评估时市场投资报酬率选择利用中国证券市场指数的历史风险溢价数据进行计算, 以上海证券交易所和深圳证券交易所股票交易价格指数为

基础，选取 1992 年至评估基准日的年化周收益率加权平均值综合分析确定，本次评估市场风险溢价的确定符合指引要求。经测算，评估基准日市场投资报酬率为 8.82%，市场风险溢价确定为 7.14%。

3、权益的系统风险系数和资本结构

标的公司的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta_L = [1 + (1 - t) \times D/E] \times \beta_U$$

式中： β_L ：有财务杠杆的权益的系统风险系数；

β_U ：无财务杠杆的权益的系统风险系数；

t ：标的公司的所得税税率；

D/E：标的公司的目标资本结构

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“非上市公司的股权贝塔系数，通常由多家可比上市公司的平均股权贝塔系数调整得到。其中，可比上市公司的股权贝塔系数可以通过回归方法计算得到，也可以从相关数据平台查询获取。资本结构一般可以采用标的公司评估基准日的真实资本结构，也可以参考可比公司、行业资本结构水平采用目标资本结构；债权和股权的比例，建议采用市场价值计算。”

两家标的公司均为非上市公司，根据标的公司的业务特点，评估机构通过 WIND 资讯系统查询了 4 家沪深 A 股可比上市公司 2024 年 12 月 31 日的 β_L 值，然后根据可比上市公司的所得税率、资本结构调整剔除财务杠杆因素后的 β_U 值，并取其平均值 0.5867 作为标的公司的 β_U 值。具体数据见下表：

序号	股票代码	公司简称	D/E	β_U 值
1	000862.SZ	银星能源	0.6876	0.5531
2	601016.SH	节能风电	1.0774	0.5052
3	601619.SH	嘉泽新能	0.7327	0.6319
4	603693.SH	江苏新能	0.5794	0.6567
平均值			0.7693	0.5867

本次评估综合考虑标的公司经营稳定性、融资能力等影响后，采用可比上市

公司的平均资本成本作为标的公司的目标资本结构，在综合考虑可比公司与标的公司在业务类型等方面的可比性后，由多家同行业可比上市公司的平均股权贝塔系数调整得到权益的系统风险系数，经对比，权益的系统风险系数和目标资本结构的确定符合相关指引要求。

经计算，预测期正蓝旗风电和北方多伦权益的系统风险系数为：T=7.5%时， $\beta_L=1.0042$ ；T=15%时， $\beta_L=0.9704$ ；T=25%时， $\beta_L=0.9252$ 。

4、特定风险报酬率

根据《监管规则适用指引——评估类第1号》，“特定风险报酬率一般可以通过多因素回归分析等数理统计方法计算得出，也可以拆分为规模溢价和其他特定风险溢价进行确定，还可以在综合分析企业规模、核心竞争力、大客户和关键供应商依赖等因素的基础上根据经验进行判断。”

本次评估结合标的公司业务规模、历史经营期等情形对企业风险的影响，确定该公司的企业特定风险调整系数为2.5%，符合指引相关要求。

5、权益资本成本

将选取的无风险收益率、市场风险溢价代入权益资本成本估算公式，计算得T=7.5%时， $K_e=11.35\%$ ；T=15%时， $K_e=11.10\%$ ；T=25%时， $K_e=10.78\%$ 。

6、付息债务资本成本

根据《监管规则适用指引——评估类第1号》，“债权期望报酬率一般可以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得出；也可以采用被评估企业的实际债务利率，但其前提是其利率水平与市场利率不存在较大偏差。”

付息债务平均年利率选取市场化同类型企业能获取的实际利率，即在评估基准日5年期以上LPR基础上考虑一定的利率下浮。本次评估参考中国华能集团有限公司基准日近期融资成本指导线，5年期以上利率下浮105BP，最终确定付息债务平均年利率为2.55%，符合指引相关要求。2024年，正蓝旗风电实际借款平均利率为2.58%，北方多伦风电实际借款平均利率为2.71%，付息债务资本成本与标的公司2024年实际付息利率水平相近。

综上，标的公司折现率计算得：T=7.5%时，WACC=7.44%；T=15%时，WACC=7.22%；T=25%时，WACC=6.93%。相关参数符合《监管规则适用指引——评估类第1号》的要求。

（二）折现率及主要参数是否与同行业可比案例可比，折现率较低的原因及合理性

经查询 A 股上市公司收购风电相关资产的案例，与本次评估折现率及主要参数进行对比，对比情况如下表：

上市公司	交易标的	评估基准日	折现率	无风险收益率	市场风险溢价	资本结构	权益系统风险系数	特定风险报酬率	付息债务资本成本
川能动力 (000155.SZ)	四川省能投风电开发有限公司 30%股权	2022-09-30	8.38%	2.76%	7.28%	-	0.4978	2.00%	无有息负债
	四川省能投美姑新能源开发有限公司 26%股权		8.01%	2.76%	7.28%	70.43%	0.4978	2.00%	被评估单位付息债务的年利率 3.85%
	四川省能投盐边新能源开发有限公司 5%股权		7.73%	2.76%	7.28%	70.43%	0.4978	2.00%	被评估单位付息债务的年利率 4.24%
平均值		-	8.04%	2.76%	7.28%	70.43%	0.4978	2.00%	4.05%
标的公司		2024-12-31	7.44%、7.22%、6.93%	1.68%	7.14%	76.93%	0.9252~1.0042	2.50%	2.55%

与上述同行业可比案例折现率相比，本次交易标的公司折现率略低，主要系本次评估中因评估基准日不同，无风险收益率大幅下降所致。

其他指标的差异情况如下：

（1）无风险收益率差异的合理性

本次评估时选取的无风险收益率 1.68%，低于可比案例平均值 2.76%，无风险收益率的确定依据均为 10 年期国债在评估基准日的到期年收益率，但因基准日差异，10 年期国债无风险收益率有所下降。

（2）市场风险溢价的合理性

本次评估时选取的市场风险溢价 7.14%，与可比案例平均值 7.28%接近。

（3）资本结构

本次评估是选取的资本结构 76.93%，与可比上市公司收购案例平均值 70.43%接近。

（4）权益系统风险系数

本次评估是选取的权益系统风险系数 0.9252~1.0042，高于可比上市公司收购案例平均值 0.4978，主要由于基准日和选取可比公司差异所致。

（5）特定风险报酬率

本次评估是选取的特定风险报酬率 2.50%，高于可比上市公司收购案例平均值 2.00%，主要由于基准日和对特定风险估计差异所致。

（6）付息债务资本成本差异的合理性

本次评估折现率测算中付息债务资本成本 2.55%，低于可比交易平均值 4.05%，主要原因包括：一是受市场利率整体下行趋势的影响；二是标的公司与可比公司的实际付息成本存在差异。作为华能体系内企业，正蓝旗风电与北方多伦可依托体系内经批准设立的专业金融机构（华能财务公司）获取专属金融服务支持，不仅借款审批流程更为便捷，而且能享受到市场上相对优惠的利率水平，从而显著降低了自身的付息债务成本。

六、目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异及原因，相关取值的合理性、是否符合评估准则以及对评估值的影响；债务融资成本的确定依据、与可比交易案例的可比性，是否符合评估准则的要求，是否与同期银行借贷利率匹配，相对较低的原因、合理性及对评估值的影响

（一）目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异及原因，相关取值的合理性、是否符合评估准则以及对评估值的影响

1、目标资本结构的确定依据、与标的公司自身资本结构的差异和原因

本次评估根据正蓝旗风电和北方多伦的业务特点，选取同行业可比上司的资本结构平均值作为目标资本结构。

2024 年 12 月 31 日可比上市公司 D/E 统计情况和标的公司自身的 D/E 情况如下表：

股票代码	公司简称	D/E
000862.SZ	银星能源	68.76%
601016.SH	节能风电	107.74%
601619.SH	嘉泽新能	73.27%
603693.SH	江苏新能	57.94%
平均数		76.93%
正蓝旗风电		118.67%
北方多伦		45.83%

根据上表，标的公司正蓝旗自身资本结构与同行业可比上市公司平均资本结构存在一定的差异，主要系截至评估基准日，正蓝旗风电部分工程款项尚未结算且一年内到期的长期借款金额较大；而北方多伦由于中银增资 10 亿的因素，资本结构差异较大。

2、相关取值的合理性、是否符合评估准则

（1）目标资本结构的确定符合评估指引的要求

根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》和中国证监会发布的《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“采用目标资本结构，取值可以参考可比公司或者行业资本结构水平”。

截至评估基准日，正蓝旗风电存在部分工程款项尚未结清的情况，且其一年内到期的长期借款规模较大；北方多伦则因中银增资 10 亿元的影响，资本结构与其他主体差异显著。同时，标的公司后续若发生工程款项支付、借款偿还、现金分红等行为，均可能对其资产结构产生较大影响，目前资产结构尚未处于稳定状态。基于此，本次评估结合标的公司实际经营状况，参考可比上市公司 76.93% 的平均目标资本结构确定评估适用的目标资本结构，该做法符合相关评估指引的规定。

（2）目标资本结构的确定符合行业惯例

经查询近期 A 股电力行业重组项目，川能动力（000155.SZ）发行股份购买资产（收购风电项目）、华电国际（600027.SH）发行股份购买资产（收购火电项目）等项目均采用了可比公司平均资本结构，本次评估采用可比上市公司平均资本结构符合行业惯例，具有合理性。

3、对评估值的影响

假设在其他评估参数不变的前提下，以标的公司自身资本结构作为目标资本结构，对两家标的公司的评估值进行测算，测算结果如下：

单位：万元

标的公司	评估值	测算评估值	差异率
正蓝旗风电	503,717.53	519,850.35	3.20%
北方多伦	344,297.33	336,855.37	-2.16%
合计	848,014.86	856,705.72	1.02%

经测算，若以标的公司自身资本结构作为目标资本结构测算，合计评估值增加 1.02%。

（二）债务融资成本的确定依据、与可比交易案例的可比性，是否符合评估准则的要求，是否与同期银行借贷利率匹配，相对较低的原因、合理性及对评估值的影响

1、债务融资成本的确定依据

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“债权期望报酬率一般可以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得出；也可以采用被评估企业的实际债务利率，但其前提是其利率水平与市场利率不存在

较大偏差。”

本次评估参考中国华能集团有限公司基准日近期融资成本指导线，在 5 年期以上 LPR 基础上下浮 105BP，最终确定付息债务平均年利率为 2.55%，符合评估准则的要求。2024 年，正蓝旗风电实际借款平均利率为 2.58%，北方多伦风电实际借款平均利率为 2.71%，付息债务资本成本与标的公司 2024 年实际付息利率水平相近。

2、可比交易案例债务融资成本

可比交易案例债务融资成本数据如下：

上市公司	交易标的	评估基准日	付息债务资本成本
川能动力 (000155.SZ)	四川省能投风电开发有限公司 30%股权	2022-09-30	无有息负债
	四川省能投美姑新能源开发有限公司 26%股权		被评估单位付息债务的年利率 3.85%
	四川省能投盐边新能源开发有限公司 5%股权		被评估单位付息债务的年利率 4.24%
平均值		-	4.05%
标的公司		2024-12-31	2.55%

本次评估折现率测算中付息债务资本成本 2.55%，低于可比交易平均值 4.05%，主要原因包括：一是受市场利率整体下行趋势的影响；二是标的公司与可比公司的实际付息成本存在差异。作为华能体系内企业，正蓝旗风电与北方多伦可依托体系内经批准设立的专业金融机构（华能财务公司）获取专属金融服务支持，不仅借款审批流程更为便捷，而且能享受到市场上相对优惠的利率水平，从而显著降低了自身的付息债务成本。

根据公开渠道查询信息，2025 年上半年度，华能财务公司对华能集团下属上市公司的贷款利率区间为 1.75%-3.50%；标的公司 2.55%的付息债务资本成本，也处于该合理区间内。华能财务公司对华能集团下属上市公司的贷款利率情况如下：

序号	证券代码	公司简称	2025年上半年贷款利率区间
1	600011.SH	华能国际	1.75%-3.20%
2	000720.SZ	新能泰山	2.65%-3.50%
3	600025.SH	华能水电	2.15%-3.05%

3、对评估值的影响

假设在其他评估参数不变的前提下，以各标的公司实际借款利率作为付息债务资本成本，对两家标的公司的评估值进行测算，测算结果如下：

单位：万元

标的公司	评估值	测算评估值	差异率
正蓝旗风电	503,717.53	503,149.25	-0.11%
北方多伦	344,297.33	343,008.16	-0.37%

经测算，若各标的公司实际借款利率作为付息债务资本成本，对评估值的整体影响较小。

七、非经营性资产和负债、溢余资产的确定依据和主要内容，评估具体过程、依据及准确性

（一）非经营性资产和负债、溢余资产的确定依据和主要内容

1、非经营性资产和负债的确定依据和主要内容

非经营性资产和负债是指与标的公司生产经营无直接关系的、评估基准日后企业现金流量预测不涉及的资产与负债。

评估基准日，正蓝旗风电无非经营性资产，非经营性负债包括递延收益、其他应付款中建设期工程及设备款、保证金、技术服务费、用地办理费等；北方多伦非经营性资产主要为、道路损毁保证金和应收北方公司的委托贷款等，非经营性负债包括递延收益、其他应付款中工程及设备款、监理费和技术服务费等，具体如下：

单位：万元

标的公司	科目名称	业务内容	账面价值	评估值
正蓝旗风电	其他应付款	工程及设备款、技术服务费、保证金、用地办理费等	95,283.41	95,283.41
	递延收益	稳岗补贴	4.45	-
	非经营性负债合计		95,287.86	95,283.41
北方多伦	其他应收款	道路损毁保证金、房租押金	501.00	501.00
	其他流动资产	委托贷款	72,040.22	72,040.22
	非经营性资产合计		72,541.22	72,541.22
	其他应付款	工程及设备款、监理费、技术服务费等	23,733.31	23,733.31

标的公司	科目名称	业务内容	账面价值	评估值
	递延收益	稳岗补贴	2.70	-
	非经营性负债合计		23,736.01	23,733.31

2、溢余资产的确定依据和主要内容

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产，主要包括货币资产等。本次评估将标的公司超过最低现金保有量的货币资金作为溢余资产考虑。

（二）非经营性资产和负债、溢余资产的评估具体过程、依据及准确性

1、非经营性资产和负债的评估具体过程、依据及准确性

本次评估针对非经营性资产和负债采取逐项判断、逐一分析的方法，具体评估过程及依据如下：

（1）非经营性资产-其他应收款：北方多伦其他应收款中，部分款项为道路毁损保证金、房屋押金。由于该类资产不直接参与公司生产经营活动，且与公司经营收益无直接关联，本次评估将其界定为非经营性资产，并以账面值作为最终评估值。

（2）非经营性资产-其他流动资产：北方多伦其他流动资产主要为应收北方公司的委托贷款。基于其非生产经营属性，本次评估将其认定为非经营性资产，评估值按账面值确定。

（3）非经营性负债-其他应付款：非经营性其他应付款主要为应付工程设备款、监理费等款项。经判断其与经营性活动无直接关联，本次评估将其列为非经营性负债，以账面值作为评估值。

（4）非经营性负债-递延收益：递延收益主要为公司取得的具有专项或特定用途的补助资金。鉴于该部分款项已无实际现金流出义务，本次评估将其划分为非经营性负债，评估值确定为 0 元。

综上，本次评估通过充分识别各项资产与负债的经济性质，结合非经营性资产和负债的账面价值和对预测期现金流量的实际影响逐一确定评估值，确保了非经营性资产和负债确认的合理性与准确性。

2、溢余资产的评估具体过程、依据及准确性

本次评估结合标的公司历史年度经营状况及评估基准日货币资金保有水平，将其 1 个月的付现成本确定为最低现金保有量，该付现成本涵盖主营业务成本（非折旧摊销部分）、营业税金及附加、所得税等项目。各标的公司溢余资产具体计算过程如下：

单位：万元

序号	项目	正蓝旗风电	北方多伦
A	2024-12-31 货币资金余额	2,362.68	1,994.17
B	主营业务成本、税金及附加、所得税费用	34,409.45	13,776.19
C	固定资产折旧与无形资产摊销	25,943.26	9,633.05
D	年付现成本（D=B-C）	8,466.19	4,143.15
E	月付现成本（E=D÷12）	705.52	345.26
F	溢余货币资金（F=A-E）	1,657.16	1,648.90

截至评估基准日，正蓝旗风电的溢余资产为 1,657.16 万元，北方多伦的溢余资产为 1,648.90 万元，该参数已结合标的公司实际付现需求进行扣除测算，溢余资产预测具有合理性和准确性。

八、标的公司北方多伦前后两次评估值、增值额差异的原因，各评估假设、参数的差异及原因，行业和市场环境是否发生重大变化，本次对于两家标的公司的评估是否充分考虑相关变化及依据

（一）标的公司北方多伦前后两次评估值、增值额差异的原因

标的公司北方多伦近两次评估的评估值、增值额差异对比情况如下：

单位：万元

序号	项目	账面价值	评估值	增值额
A	前次评估（基准日 2024-06-30）	110,164.60	350,073.52	239,908.92
B	基准日间的现金增资	100,000.00	100,000.00	-
C	基准日间的现金分红	-41,706.40	-41,706.40	-
D	基准日间的综合收益等经营性权益变动	14,135.73	-	-
E	调整后的价值（E=A+B+C+D）	182,593.93	408,367.12	225,773.19
F	本次评估（基准日 2024-12-31）	182,593.93	326,369.47	143,775.54
G	差额（G=F-E）	-	-81,997.65	-81,997.65

从下表可以看出，两次评估期间，标的公司发生了增资、分红等偶发性权益

变动事项。这些事项会直接影响公司非经营性部分的价值，因此在剔除上述事项的影响后，以调整后的价值为基准计算，两次评估结果相比，本次评估值减少了 81,997.65 万元，增值额也相应减少了 81,997.65 万元。

两次评估的评估值、增值额差异的原因如下：

标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，在前次评估时，尚无一个完整会计年度的全容量并网经营数据作为参考，且未考虑 2025 年开始租赁储能设备产生的成本，故当时预测的经营业绩在 2024 年实际运营中并未完全达成。具体来看，前次评估时预测 2024 年净利润为 42,432.76 万元，而 2024 年实际净利润为 34,409.50 万元。且在 2025 年第 10 号公告实施后，陆上风电不再享受增值税即征即退 50%优惠，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生。

本次评估的基准日为 2024 年 12 月 31 日，评估过程中已充分考虑上述历史预测与实际情况的差异因素，并针对性地调整了相关评估参数的预测值。因此，相较于前次评估，本次评估的预测更加谨慎，所预估的业绩也具有更强的可实现性。

上述影响评估值的调整因素对评估值和增值额的影响具体如下：

序号	事项	对评估值和增值额的影响金额（万元）
1	调整发电量数据	37,945.18
2	调整电价数据	11,153.46
3	调整租赁储能设备成本	10,610.05
4	调整增值税即征即退	21,820.28
5	其他调整事项	468.68
合计		81,997.65

注：上述对评估值的影响金额，是依据本次评估所采用的模型，代入前次评估的相关参数后计算得出的。

（二）各评估假设、参数的差异及原因，行业和市场环境是否发生重大变化

本次评估与前次评估的主要假设、参数的对比情况、差异及原因如下表所示：

项目	前次评估	本次评估	差异情况
评估基准日	2024-06-30	2024-12-31	选取的评估基准日差异
收益期	20 年	20 年	无差异
预测期	2024 年 7 月至 2042 年	2025 年 1 月到 2043 年 6 月	前次评估收益期起始日按试运营日期（2022 年 12 月）作为收益

项目	前次评估	本次评估	差异情况
			期起始日期，本次评估按北方多伦全容量并网日期(2023年6月)作为收益期起始日期。
电价	以 344.61 元/千千瓦时为基础，从 2027 年开始逐年下降，至 2034 年达到燃煤基准电价 289.27 元/千千瓦时，后续保持不变	以 335.79 元/千千瓦时为基础，从 2026 年开始逐年下降，至 2033 年达到燃煤基准电价 289.27 元/千千瓦时，后续保持不变	前次评估起始价格依据 2024 年 1-6 月实际结算价格为依据，本次评估起始价格以 2025 年中长期合同平均单价为基础，扣减综合偏差后取得；前次评估从 2027 年开始逐年下降，本次评估从 2026 年开始逐年下降
发电量	完整年度 1,711.60 兆瓦时，保持稳定	起始为 1,503.00 兆瓦时，到 2030 年上升至 1,586.50 后保持稳定	本次评估参考实际经营数据和相关政策文件，大幅调低了预测期电量
其他收益	考虑增值税即征即退 50%政策导致的其他收益	无其他收益	2025 年第 10 号公告实施后，陆上风电不再享受增值税即征即退 50%优惠，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生
综合厂用电率	4.20%	4.32%	前次评估系参照行业经验数据 4.20%确定；本次评估以历史实际数据平均值 4.32%为依据确定
折现率 (T 为所得税率)	7.31% (T=7.5%) 7.05% (T=15%) 6.70% (T=25%)	7.44% (T=7.5%) 7.22% (T=15%) 6.93% (T=25%)	折现率计算结果相对更加谨慎
所得税率	7.5%、15%、25%	7.5%、15%、25%	所在年度的所得税率无差异
租赁储能成本	2024 年未实际发生租赁储能成本，未考虑该因素	2025 年开始租赁，本次评估考虑租赁储能设备成本	依据实际租赁情况进行调整，租赁储能设备有利于电力消纳。

1、本次评估以全容量并网日期为起始日的原因

试运营阶段是指电站建设完工后进入的设备调试与性能测试阶段。在此阶段，机组并非全部投入运行，核心目标是通过系统性调试优化设备性能、验证系统稳定性，确保满足后续正式生产运营的技术标准，因此该阶段的发电活动更多服务于工程验收及合规性验证。

然而，全容量并网意味着风电场所有风机已完成安装调试并正式接入电网，且具备长期、稳定开展满负荷商业运行的条件，标志着资产已进入成熟的盈利运营阶段。

基于上述差异，将收益期起始日从试运营日期调整为全容量并网日期，能够更精准地匹配资产进入成熟盈利运营阶段的时间节点，从而更真实、客观地反映资产的盈利水平，该调整具备充分的合理性与科学性。

2、电价预测调整的原因

前次评估以历史电价水平为基础确定预测起始价格；本次评估则结合电价实际形成机制，以中长期协议平均电价为基准，扣减综合偏差后确定预测电价，该定价逻辑符合市场实际运行规则，具备合理性。从具体预测结果来看，本次评估各期预测电价均低于前次评估，进一步体现了本次评估的谨慎性原则。

3、电量预测调整的原因

前次评估时，标的公司尚无完整一个会计年度的全容量并网经营数据作为预测参考；本次评估充分参考标的公司实际经营数据，并结合相关政策文件要求，对预测期电量进行了大幅下调，预测依据更充分，谨慎性显著增强。

4、租赁储能设备成本调整的原因

2024 年标的公司未实际发生租赁储能设备相关成本，因此前次评估未纳入该成本因素；鉴于 2025 年起标的公司开始租赁储能设备，本次评估依据实际租赁安排及成本测算情况，将租赁储能设备成本纳入评估范围。同时，租赁储能设备有助于提升电力消纳效率，符合行业运营常规。

（三）本次对于两家标的公司的评估是否充分考虑相关变化及依据

在前次评估（基准日 2024 年 6 月 30 日）至本次评估（基准日 2024 年 12 月 31 日）的期间内，标的公司所处行业的政策导向、技术标准、市场竞争格局以及上下游产业链供需关系等核心因素均未发生实质性变化，不存在影响资产价值评估的重大行业性或市场性波动。

本次评估已充分考虑行业和市场环境因素。鉴于评估期间行业及市场核心要素未发生重大变化，本次评估结合标的公司实际经营情况，延续了与行业发展趋势、市场运行规律相匹配的评估逻辑框架。

同时，前次评估未考虑 2025 年开始租赁储能设备产生的成本，本次评估过程中已充分考虑上述历史预测与实际情况的差异因素，并针对性地调整了相关评估参数的预测值。因此，相较于前次评估，本次评估的预测更加谨慎，所预估的业绩也具有更强的可实现性。

九、标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况，说明可比公司和交易案例的可比性；标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性；结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性

（一）标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况，说明可比公司和交易案例的可比性

1、标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司、可比交易案例的对比情况

标的公司市盈率、市净率与同行业可比公司的对比情况如下表所示：

序号	股票代码	公司简称	市盈率	市净率
1	000862.SZ	银星能源	52.17	1.07
2	601016.SH	节能风电	15.43	1.17
3	601619.SH	嘉泽新能	12.83	1.17
4	603693.SH	江苏新能	21.06	1.31
平均值			25.37	1.18
正蓝旗风电			7.22	2.06
北方多伦			9.48	1.79

注 1：可比上市公司市盈率=2024 年 12 月 31 日收盘时总市值/2024 年归属于母公司股东的净利润；

注 2：可比上市公司市净率=2024 年 12 月 31 日收盘时总市值/2024 年末归属于母公司股东的净资产；

注 3：正蓝旗风电及北方多伦市盈率=评估值/2024 年归属于母公司股东的净利润；

注 4：正蓝旗风电及北方多伦市净率=评估值/2024 年末归属于母公司股东的净资产。

在市盈率方面，正蓝旗风电及北方多伦的评估市盈率低于可比上市公司平均市盈率，评估及作价情况具有谨慎性和合理性。

在市净率方面，正蓝旗风电及北方多伦市净率高于可比上市公司平均市净率，主要系：1、标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，运营时间较短。在项目投运初期，因运营时间有限，尚未通过持续盈利积累形成较大规模的净资产。市净率计算公式为估值除以净资产，在净资产基数较低的情况下，市净率呈现较高水平。2、标的公司未进行大规模权益融资，而可比上市公司普遍经历了包括 IPO 在内的多种权益融资活动，显著扩充净资产规模，净资产的增加会直接降低可比上市公司的市净率水平。

标的公司市盈率、市净率与可比交易案例的对比情况如下表所示：

公告方	交易标的	评估基准日	交易市盈率	市净率
中船科技	镶黄旗鑫源风电 100%股权	2024/8/31	6.98	1.89
中船科技	内蒙乌达莱风电 40%股权	2024/4/30	6.48	1.80
银星能源	阿拉善风电 100%股权	2022/6/30	6.25	1.70
川能动力	川能风电 30%股权	2022/9/30	15.95	1.93
川能动力	美姑能源 26%股权	2022/9/30	15.32	1.80
川能动力	盐边能源 5%股权	2022/9/30	24.39	1.40
平均值		-	12.56	1.75
正蓝旗风电		2024/12/31	7.22	2.06
北方多伦		2024/12/31	9.48	1.79

注 1：交易标的市盈率=评估总市值/评估基准日前一年度归属于母公司股东的净利润；

注 2：交易标的市净率=评估总市值/评估基准日前一年末归属于母公司股东的净资产。

在市盈率方面，正蓝旗风电及北方多伦的评估市盈率低于可比交易案例平均市盈率，评估及作价情况具有谨慎性和合理性。

在市净率方面，正蓝旗风电及北方多伦市净率高于可比交易案例平均市净率，主要系标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，运营时间较短。在项目投运初期，因运营时间有限，尚未通过持续盈利积累形成较大规模的净资产。市净率计算公式为估值除以净资产，在净资产基数较低的情况下，市净率呈现较高水平。

2、说明可比公司和交易案例的可比性

（1）可比公司的可比性

标的公司主营为风力发电，风电装机容量占全部装机容量的比例为 100%，本次可比上市公司的选取标准为主营业务为新能源发电，且风电装机容量占全部装机容量的比例为 80%以上的上市公司，本次选取的可比上市公司具备可比性。各可比上市公司风电装机容量占比如下表所示：

序号	股票代码	公司简称	主营业务情况	风电装机容量占比
1	000862.SZ	银星能源	风力发电、光伏发电等	83.83%
2	601016.SH	节能风电	风力发电	100.00%
3	601619.SH	嘉泽新能	风力发电、光伏发电等	89.43%
4	603693.SH	江苏新能	风力发电、光伏发电等	80.85%
正蓝旗风电			风力发电	100.00%
北方多伦			风力发电	100.00%

（2）可比交易的可比性

本次选取的可比交易案例均为评估基准日在 2022 年及以后，标的公司主营业务为陆上风力发电的交易，且其经营规模与正蓝旗风电及北方多伦项目相类似。具体选择标准为：主营业务为陆上风电、风电装机容量占比 70%以上、评估基准日前一年末归母净资产规模在 40 亿元以下。本次选取的可比交易案例具备可比性。各可比交易案例的具体情况如下表所示：

单位：万元

公告方	交易标的	评估基准日	主营业务情况	风电装机容量占比	评估基准日前一年末归母净资产
中船科技	镶黄旗鑫源风电 100%股权	2024/8/31	风力发电	100.00%	22,069.36
中船科技	内蒙乌达莱风电 40%股权	2024/4/30	风力发电	100.00%	118,325.08
银星能源	阿拉善风电 100%股权	2022/6/30	风力发电	100.00%	37,527.31
川能动力	川能风电 30%股权	2022/9/30	风力发电、光伏发电等	95.09%	335,475.98
川能动力	美姑能源 26%股权	2022/9/30	风力发电	100.00%	74,549.93
川能动力	盐边能源 5%股权	2022/9/30	风力发电、光伏发电等	73.01%	69,747.44
正蓝旗风电		2024/12/31	风力发电	100.00%	227,314.09
北方多伦		2024/12/31	风力发电	100.00%	182,593.93

（二）标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因，不同标的公司之间存在差异的合理性

1、标的公司市盈率高于部分可比交易案例的原因

（1）标的公司未来运营期间更长

标的公司市盈率高于可比交易案例中镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电以及阿拉善风电的评估市盈率，主要系标的公司于 2023 年 6 月实现全容量并网，运营时间较短，相应未来运营期较长。这三个可比交易案例中，风电场的并网时间较早，未来运营期相较标的公司短，在其他条件一样的情况下，运营期长的未来收益更多，折现过来的现值更大，估值就更高，市盈率也更大。

标的公司与镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电以及阿拉善风电的具体情况如下：

单位：年

项目状态	正蓝旗风电	北方多伦	镶黄旗鑫源风电	内蒙乌达莱风电	阿拉善风电
评估基准日	2024/12/31	2024/12/31	2024/8/31	2024/4/30	2022/6/30
并网日期	2023/6/30	2023/6/30	2020/12/31	2020/12/31	2019/12/31
经济使用年限	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
剩余寿命	18.50	18.50	16.33	16.67	17.50

若将可比交易案例的风电场剩余寿命均调整至 18.50 年，则调整后标的公司市盈率与可比交易案例对比情况如下：

项目公司	调整后市盈率
镶黄旗鑫源风电	8.35
内蒙乌达莱风电	7.22
阿拉善风电	6.46
平均值	7.35
正蓝旗风电	7.22
北方多伦	9.48
标的资产组合本次交易作价对应评估市盈率	7.42

注：标的资产组合本次交易作价对应评估市盈率为正蓝旗风电及北方多伦合计市盈率，具体计算过程详见本问询回复之问题 6/九/（三）结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性。

由上表可见，在将镶黄旗鑫源风电等可比交易案例中风电场的剩余寿命均模拟调整为 18.50 年后，本次标的资产组合交易作价所对应的评估市盈率，与镶黄旗鑫源风电等可比交易案例的平均市盈率相当。

（2）无风险收益率的差异使得本次收益法评估折现率更低

本次评估基准日晚于镶黄旗鑫源风电等可比交易案例评估基准日。本次评估时，由于近期国债到期收益率下行，使得本次评估所采用的无风险报酬率相较于部分可比案例更低，进而使得本次收益法评估折现率相较于可比案例更低。在其他条件一样的情况下，折现率更低，则未来现金流的折现值更大，相应的评估市盈率也更高。

（3）标的公司度电成本低，市场竞争力强

标的公司的风机全部应用的是 4.5 兆瓦及以上的风机，相比于镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电以及阿拉善风电的风机输出功率更大。

风力发电机的输出功率越高，同等装机规模下机位数量及配套设施投资越低，单位发电成本越低，风机大型化可以大幅提升风力发电的输出功率，降低每兆瓦发电成本。在风电“平价上网”时代，输出功率高的风机带来的低度电成本使标的公司在电力市场交易中更具竞争力，且抗风险能力更强。评估基准日前一年度，标的公司以及镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电、阿拉善风电的风机输出功率、度电成本对比如下：

项目	正蓝旗风电	北方多伦	镶黄旗鑫源风电	内蒙乌达莱风电	阿拉善风电
风机规格	4.5 兆瓦及以上	4.5 兆瓦及以上	2-3 兆瓦	2 兆瓦	2 兆瓦
度电成本 (元/千瓦时)	0.1059	0.0877	0.1445	0.1248	0.1041
上网结算电量 (万千瓦时)	315,645.31	152,443.26	34,611.79	142,447.80	63,456.28
营业成本 (万元)	33,422.06	13,362.57	4,999.83	17,779.15	6,608.65

2、不同标的公司之间存在差异的合理性

(1) 基于收益法的评估逻辑，差异具备合理性

本次对两家标的公司的评估，最终均采用收益法评估结果作为定论依据。收益法的核心逻辑是基于标的公司未来经营期间的预期现金流，通过合理折现计算得出评估值，而非采用统一市盈率参照标的公司历史经营数据进行估算。

在收益法评估框架下，只要评估过程中所设定的假设符合行业发展规律与标的公司实际情况，具备严谨的合理性，其评估结果便具有公允性。由于两家标的公司的未来现金流预测依据、折现率测算参数等均基于各自经营特性独立确定，因此以收益法评估结果反推得出的市盈率存在差异，属于评估逻辑下的合理结果。

(2) 北方多伦具备风资源优势，盈利能力更强支撑更高市盈率

风资源禀赋是风电企业核心竞争力的关键要素，直接决定项目年可利用小时数，进而影响资产收益能力，最终反映在估值市盈率上。结合项目可研报告及实际运营数据，两家标的公司的风资源与发电能力存在差异。根据项目可研报告，正蓝旗风电项目包括三个风电场，加权平均理论发电小时数为 3,291.45 小时。北方多伦包括两个风电场，加权平均理论发电小时数为 3,340 小时。且根据实际运营情况，2024 年度正蓝旗风电实际发电小时数为 2,999.59 小时，北方多伦实际

发电小时数为 3,182.95 小时。

上述数据表明，北方多伦风资源条件更优，年可利用小时数更高，资产盈利能力优于正蓝旗风电。基于盈利能力对估值的支撑作用，北方多伦估值市盈率更高具备合理性。

（3）北方多伦资产负债率更低，预测期现金流相对更优

收益法评估中，预测期内的现金流是核心测算指标之一，其计算需在预测净利润基础上，扣减利息支出并加回折旧摊销等非付现成本。两家标的公司报告期内的资产负债率差异，直接影响预测期利息支出与现金流水平。报告期内标的公司资产负债率具体情况如下：

标的公司	2023 年末	2024 年末	2025 年 3 月末
正蓝旗风电	67.83%	61.86%	60.10%
北方多伦	66.11%	37.32%	36.00%

2024 年末，北方多伦资产负债率显著下降，主要系收到中银金融资产投资有限公司增资款，相关增资款均用于偿还北方多伦借款。较低的资产负债率使得北方多伦在预测期内利息支出大幅减少，叠加折旧摊销等非付现成本的加回，其预测期内的现金流水平相对优于正蓝旗风电。现金流的优势直接提升了北方多伦在收益法下的评估值，进而使其估值市盈率相对更高。

（三）结合上述情况以及上市公司本次发行市盈率，说明本次交易评估作价公允性

上市公司本次发行股份购买资产的发行价格为 3.46 元/股。以公司 2024 年度归属于母公司所有者的每股收益 0.36 元为依据计算，该发行价格对应的发行市盈率为 9.71 倍。

而标的资产组合（正蓝旗风电及北方多伦）本次交易作价所对应的评估市盈率为 7.42 倍，低于上市公司本次发行市盈率。因此本次交易评估作价具备公允性，本次交易有助于增厚上市公司每股收益。

标的公司正蓝旗风电及北方多伦合计市盈率计算如下：

单位：万元

项目	正蓝旗风电	北方多伦	合计
交易估值	410,238.28	326,369.47	736,607.75
归母净利润	64,930.39	34,409.50	99,339.89
评估市盈率	6.32	9.48	7.42

注：正蓝旗风电因在评估基准日后现金分红 58,437.35 万元，因此交易估值在原估值 468,675.63 万元的基础上扣减 58,437.35 万元。

十、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、查阅《财政部 国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税〔2015〕74 号）、《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 公告 2025 年第 10 号）、《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号）等政策文件，核实标的公司增值税即征即退、企业所得税优惠政策的适用依据；查阅标的公司评估基准日财务报表，核对待抵扣进项税金额与财务报表的对应关系；

2、查阅可比案例中预测期资本性支出情况，结合标的公司待抵扣进项税情况、预测期内税收政策情况等分析部分年度营运资金流入的合理性；

3、核查各类资产可回收金额的确定依据和计算过程；结合风电设备回收技术成熟度、土地房屋的后续利用场景等，评估剩余价值的公允性与可回收性；

4、结合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》相关要求及同行业可比案例取值情况，分析标的公司折现率各参数取值是否符合相关要求及合理性；

5、结合可比上市公司资本结构情况，对比与标的公司自身资本结构的差异及原因以及相关取值的合理性；查阅中国华能基准日近期融资成本指导线，验证债务融资成本的确定依据，对比同期 5 年期 LPR 及可比案例的债务成本，确认匹配性；

6、获取标的公司评估基准日资产负债表明细，确认非经营性资产、非经营性负债的范围；复核溢余资产的计算过程，验证评估值的准确性；

7、对比正蓝旗风电前次与本次评估的假设及参数，分析差异原因；查询评

估期间风电行业政策及市场环境，分析本次调整的充分性；

8、收集同行业可比公司及可比交易案例市盈率、市净率数据，复核标的公司市盈率、市净率的可比性及差异原因；结合标的公司自身资产结构等因素，分析标的公司市盈率差异原因；结合上市公司本次发行市盈率，分析本次交易评估作价的公允性。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问及评估师认为：

1、《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 公告 2025 年第 10 号）公告实施后，陆上风电不再享受增值税即征即退优惠政策，“其他收益”中与该政策相关的金额不再产生，调整后的评估报告中已剔除该部分收益的测算；城建税等附加税预测依据相关税收政策，以计算得出的标的公司应缴纳增值税为计税基础，按对应附加税税率附加征收，部分年度未预测系待抵扣进项税未抵扣完毕，不同标的公司差异因待抵扣金额及应交增值税不同，具备合理性；待抵扣进项税金额、来源与财务报表对应一致，回收时点及金额确定依据充分；

2、预测期内所得税预测过程符合公共基础设施项目企业所得税优惠政策和西部大开发所得税优惠政策要求，政策适用时间与标的公司评估预测相匹配；

3、预测期内标的公司资本性支出仅为存量资产更新，符合风电行业特性，相关金额可满足日常经营，符合行业惯例并具备合理性；营运资金测算逻辑清晰，部分年度流入因待抵扣进项税抵扣完毕、税率调整导致应交税费增加，具备合理性；

4、营运资金回收预测中，设备类资产按“账面原值×残值率”计算，土地房屋按账面净额确定，剩余价值公允、可回收性强，资金流入预测符合标的公司实际情况；

5、本次评估折现率各参数取值符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》要求；本次评估折现率处于同行业案例中间水平，结合无风险利率下行趋势，取值谨慎合理；

6、目标资本结构以可比上市公司平均值确定，与标的公司自身结构存在差异主要系标的公司并网时间较短，经营未稳定，采用目标结构测算符合评估准则；债务融资成本根据 LPR 及中国华能基准日近期融资成本指导线相关指引，综合考虑了国有企业信用优势，具备合理性；

7、非经营性资产负债、溢余资产的范围确认准确，评估过程规范，数据与财务报表一致，符合实际情况；

8、北方多伦前后评估值差异系前次无完整经营数据、未考虑租赁储能成本，本次结合实际调整发电量、电价、新增储能成本，假设及参数调整依据充分；评估期间行业环境未重大变化，本次评估充分考虑历史差异，具备合理性；

9、标的公司市盈率低于同行业可比公司及交易案例平均值，高于部分案例主要系标的公司剩余运营期长、度电成本低；不同标的公司差异主要系北方多伦风资源优、资产负债率低，具备合理性；标的公司市净率高于同行业可比公司及交易案例平均值，主要系标的公司运营时间较短以及未进行大规模权益融资导致资产规模较低；上市公司本次发行市盈率高于标的资产组合所对应的评估市盈率，本次交易评估作价具备公允性。

问题 7. 关于市场法评估

重组报告书披露，（1）标的公司正蓝旗风电和北方多伦市场法估值分别为 498,795.31 万元和 338,876.08 万元，与收益法相差不大；（2）市场法评估下，以镶黄旗鑫源风电、内蒙乌达莱风电和阿拉善风电为可比交易案例；（3）选取装机规模、市场环境、自然条件、发电小时数、电价、剩余寿命等指标作为可比指标，进行对比调整，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异；（4）本次评估选择市净率为可比价值比率。

请公司披露：（1）结合近年来陆上风力发电项目交易情况等，说明可比交易案例的选择依据、可比性及合理性，未选择可比上市公司作为评估基础的原因；（2）可比指标选择依据及充分性，是否符合行业特点并与可比交易案例可比，调整修正具体过程，对比系数的确认依据，是否符合评估相关要求，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异的原因，进一步说明可比指标选择的合理性、调整修正过程的准确性；（3）选择市净率作为可比价值比率的原因及合理性，是否与可比交易案例可比，进一步以其他价值比率为基础，测算市场法评估的审慎性。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、结合近年来陆上风力发电项目交易情况等，说明可比交易案例的选择依据、可比性及合理性，未选择可比上市公司作为评估基础的原因

（一）结合近年来陆上风力发电项目交易情况等，说明可比交易案例的选择依据、可比性及合理性

评估人员收集国内资本市场上的公开交易信息，即收集国内 A 股上市公司并购风力发电企业的股权交易、产权交易市场上的陆上风力发电挂牌交易信息，将其中近三年的、交易已完成的作为准交易案例；在此基础上再结合风电场地理区域、并网时间等关键维度，进一步筛选出与被评估单位具备相似性的企业，作为最终的市场法可比交易案例。

当前筛选确定的可比交易案例，在核心匹配维度上与标的公司高度契合：风

电场地理位置均与标的公司一致，同处于内蒙古地区；并网时间均集中在 2019 年末及以后，与标的公司的运营周期相近，整体具备充分的可比性与合理性。各指标的具体对比情况如下：

可比 指标	标的公司	标的公司	可比案例1	可比案例2	可比案例3
	正蓝旗风电	北方多伦	镶黄旗鑫源 风电	内蒙古乌达莱 风电	阿拉善风电
风电场 位置	内蒙古自治区锡 林郭勒盟正蓝旗	内蒙古锡林浩 特市多伦县	内蒙古自治区锡 林郭勒盟辖旗	内蒙古锡林郭勒 盟锡林浩特市	内蒙古自治区 阿拉善右旗
并网 时间	2023年6月	2023年6月	2020年12月	2020年12月	2019年12月

（二）未选择可比上市公司作为评估基础的原因

本次市场法评估未选择可比上市公司作为评估基础，而选择交易案例比较法的原因如下：

1、可比上市公司普遍存在规模大、分布广、交叉光伏的特点

国内 A 股市场中的以风电为主营业务的上市公司，普遍存在规模大、分布广、交叉光伏业务等特点。在装机容量上，上市公司往往远高于标的公司的项目规模；在业务分布上，上市公司的风电项目通常布局于较广的区域范围，标的公司则局限于特定区域的单一项目运营；在业务类型上，上市公司大多交叉光伏等多类新能源发电板块。因此，上市公司与标的公司可比性相对较弱，易导致评估结果偏离实际。

2、上市公司比较法的关键参数测算难度大

采用上市公司比较法时，需考虑流动性溢价及控制权溢价的调整，二者测算难度较大。一方面，流动性溢价受资本市场波动、股票交易活跃度、投资者偏好等多重因素影响，不同时间、不同板块的溢价水平存在差异，缺乏统一且精准的测算标准；另一方面，控制权溢价需结合股权结构、公司治理、经营决策权等因素综合判断，而上市公司与非上市的单一项目公司在治理结构上差异显著，溢价逻辑难以简单套用。流动性溢价和控制权溢价测算不准确，将直接影响评估结果的公允性。相比之下，交易案例比较法无需进行上述调整，评估准确性相对较强。

3、交易案例比较法更适配本次评估需求

近年资本市场中，公开披露的风力发电企业股权转让交易案例信息详实，能够满足交易案例比较法的估值条件。该方法通过筛选纯风电运营、项目规模相近、

成交时间较近的交易案例，再结合标的公司与案例企业在项目装机容量、市场环境、自然条件、运行效益等维度的差异进行系数修正，能够更直观、准确地反映标的公司的市场公允价值，相比可比上市公司法更具针对性和可靠性。

综上所述，本次评估未选择可比上市公司作为评估基础，而采用交易案例比较法进行估值，符合企业价值评估相关要求，能够保障评估结果的公允性、合理性与准确性。

二、可比指标选择依据及充分性，是否符合行业特点并与可比交易案例可比，调整修正具体过程，对比系数的确认依据，是否符合评估相关要求，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异的原因，进一步说明可比指标选择的合理性、调整修正过程的准确性

（一）可比指标选择依据及充分性，是否符合行业特点并与可比交易案例可比

新能源发电项目具有鲜明的行业特性，其业务模式相对单一，收入来源高度集中于向电网公司售电。影响电费收入的核心因素为发电量与电价：其中，发电量由装机容量及发电小时数决定，电价则受并网时间与所在区域政策影响。

营业成本方面，其构成相对简洁且稳定性较强，主要涵盖修理费、材料费、人工成本、保险费及其他运营费用，且以固定支出为主；各新能源项目的成本规模与装机容量呈现较强关联性。此外，新能源项目收益还受尚可运营时间影响，风电项目通常具有 20 年的生命周期，剩余运营年限直接决定未来收益规模。

基于新能源发电项目的上述业务特性，在具体评估工作中，需选取与项目特征相匹配的可比指标开展对比分析。本次评估从装机容量、年发电小时数、电价水平、市场环境、所处区域、尚可运营时间等维度设置可比指标，可全面覆盖项目的收入能力、盈利能力及市场行情等核心评估维度。

经统计近年上市公司披露的资产评估报告中陆上风力发电项目交易案例，行业内采用可比交易案例法时，亦多以发电小时数、电价、尚可运营时间等作为关键指标。本次评估选取的参考指标既符合新能源发电行业的特性，又进一步全面覆盖并对比了核心关键指标，具备较强的可比性。市场其他选取可比交易案例法进行评估的风电总资产其参考指标选取情况如下：

序号	交易标的	市场法的选择	参考指标
1	内蒙古乌达莱新能源有限公司	可比交易案例	发电小时数、电价、尚可运营时间和是否并网
2	镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司	可比交易案例	税收政策、发电小时数、电价、尚可运营时间和参与市场交易

（二）调整修正具体过程，对比系数的确认依据，是否符合评估相关要求，调整后可比交易标的价值比率存在一定差异的原因，进一步说明可比指标选择的合理性、调整修正过程的准确性

评估人员对可比交易案例涉及主体及被评估单位的各项可比指标数据进行统计与梳理，采用打分法开展对比调整。即以被评估单位各项指标为基准设定标准分 100 分，可比交易案例各指标得分根据与被评估单位指标的对比结果确定：若可比案例指标劣于被评估单位，则其分值低于 100 分；若优于被评估单位，则其分值高于 100 分。

打分依据以可比交易案例指标与被评估单位指标的差异百分率为基础确定，后续按单因素修正系数法进行修正，具体公式为：某因素修正系数=被评估单位该因素“合理值”/可比案例该因素“实际值”，即通过 100 分除以可比案例对应指标得分，计算得出各项指标的修正系数。最终采用连乘法确定综合修正系数，将可比交易案例各项指标的修正系数依次连乘，得到其最终综合修正系数，该修正方法符合资产评估执业准则的相关规定。

调整后各可比交易标的价值比率仍存在一定差异，核心原因在于所选取的三个交易案例本身存在客观差异。尽管评估中已优先选取与被评估单位地理位置相近或类似区域的项目，但受项目并网时间、风资源条件、装机规模、电价水平等因素的固有差异影响，即便经过指标修正，各案例的价值比率仍存在区别。为消除单一案例个体差异对评估结果的干扰，本次评估最终对三个交易案例的价值比率取平均值作为最终评估依据，该结果更贴合新能源发电行业的平均水平，具备合理性和准确性。

三、选择市净率作为可比价值比率的原因及合理性，是否与可比交易案例可比，进一步以其他价值比率为基础，测算市场法评估的审慎性

（一）选择市净率作为可比价值比率的原因及合理性

价值比率法是市场法评估中的常用方法，常见的可比价值比率包括市盈率、

市销率、市净率等。

市盈率法基于企业盈利规模评估价值，更适用于轻资产运营的盈利企业，此类行业中企业评估值与资产价值关联度较低，盈利水平是核心价值驱动因素。

市销率法基于企业营收规模评估价值，通常适用于高增长且存在亏损的行业，此类行业盈利尚未稳定，营收增长能体现价值潜力。

市净率法基于企业净资产规模评估价值，适用于长期资产占比高、资产价值相对稳定的行业，净资产是企业价值的重要基础。

风电项目建设需投入大量资金用于购置风机设备、建设输电线路、变电站等风电场基础设施等，长期资产在企业总资产中占比较高，且此类长期资产的价值在运营期内相对稳定，不会因短期市场波动出现大幅贬值。截至评估基准日，标的公司已完成全容量并网，长期资产规模已相对稳定，市净率法的适用特征与风电项目的特点高度契合，能够通过净资产规模合理反映项目的核心价值基础。而市盈率法可能受标的公司所得税率变动等短期因素影响，可能对企业价值评估结果造成干扰；市销率法的适用性与风电行业的特征不契合而不具备适用条件。

因此，选择市净率作为可比价值比率具备合理性。

（二）进一步以其他价值比率为基础，测算市场法评估的审慎性

出于审慎性的考虑，额外采用销售收入价值比率（EV/S）和经营性价值/装机容量比率两种方法进行了模拟估值，模拟后的计算结果如下：

单位：万元

项目	市净率	销售收入价值比率	经营性价值/装机容量比率
北方正蓝旗	468,675.63	579,173.92	551,657.87
北方多伦	326,369.47	329,383.59	318,570.17
合计	795,045.10	908,557.51	870,228.04

经过三种方法的测算，市净率法估值结果最低，估值结果更为审慎。

四、核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、查阅国内 A 股上市公司并购陆上风电项目的股权交易公告、产权交易市场挂牌信息，收集近三年已完成交易案例，复核案例筛选标准；查阅镶黄旗鑫源

风电、内蒙古乌达莱风电、阿拉善风电的评估报告，核实其风电场位置、并网时间与标的公司的运营周期匹配性；

2、检索国内 A 股新能源发电上市公司的公开信息，分析其装机容量、业务结构与标的公司的差异；

3、结合风电行业特性，复核本次选取的指标的覆盖性，对比同行业可比交易案例的参考指标，确认指标选择是否符合行业惯例；

4、获取标的公司与可比案例的各项指标数据，复核打分法的执行过程，验证单因素修正系数及综合修正系数的计算逻辑，核对修正系数取值依据；

5、结合风电行业重资产属性，分析选择市净率的原因；采用销售收入价值比率（EV/S）、经营性价值/装机容量比率重新计算估值，并与市净率估值对比，分析市净率估值的审慎性。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问及评估师认为：

1、本次选取的镶黄旗鑫源风电、内蒙古乌达莱风电、阿拉善风电三个可比案例，风电场地理位置与标的公司一致，并网时间与标的公司运营周期相近，核心指标匹配度高；未选择可比上市公司系因 A 股新能源上市公司规模大、业务类型较多，与标的公司在业务结构、装机规模上差异较大；

2、可比指标选取充分考虑新能源发电项目的业务特点，具有充分性，且相关指标选取符合行业特点并与可比交易案例可比；调整修正采用“打分法+单因素修正系数”，打分依据以可比交易案例指标与被评估单位指标的差异百分率为基础确定，后续按单因素修正系数法进行修正，符合评估相关要求；调整后可比交易标的价值比率存在一定差异主要系交易案例本身存在客观差异，本次评估最终对三个交易案例的价值比率取平均值作为最终评估依据，该结果更贴合新能源发电行业的平均水平，具备合理性和准确性；

3、选择市净率作为价值比率，一方面契合风电行业重资产属性，另一方面可直观反映股权价值与净资产的关联性；相较于可比交易选择的经营性价值/装机容量比率，市净率更适配标的实际情况；且模拟测算显示，市净率估值低于销售收入价值比率及经营性价值/装机容量比率估值水平，评估结果更具审慎性。

问题 8. 关于标的公司收入

重组报告书披露，（1）报告期内，标的公司正蓝旗风电主营业务收入分别为 79,632.17 万元、105,725.23 万元和 26,572.51 万元；北方多伦主营业务收入分别为 37,985.17 万元、51,137.82 万元和 13,009.62 万元；（2）标的公司收入呈现一定的季节性，其中第三季度收入确认较少，第四季度收入确认较多；

（3）报告期各期末，正蓝旗风电应收账款余额分别为 13,593.73 万元、13,016.62 万元和 7,559.98 万元；北方多伦应收账款余额分别为 5,996.62 万元、6,956.93 万元和 3,543.28 万元。账龄主要集中于在一年以内，且未计提坏账准备。

请公司披露：（1）标的公司收入确认依据，是否与同行业公司可比并符合会计准则要求；（2）报告期内标的公司发电小时数、结算电量和电价变化情况及原因，发电小时数是否与所在区域风力条件、可研报告、同区域可比公司以及机组建设进度匹配，结算电价与所在区域中长期合同电价的差异情况、原因及合理性；（3）结合新能源发电全面入市、所在区域相关政策及执行情况、电力供给与需求关系、新能源发电竞争程度等，说明结算电价是否存在下降风险、结算电量是否存在消纳不足的风险，并就上述风险进行重大风险提示；（4）标的公司收入呈现季节性的原因，是否与用电需求相匹配，是否与同行业公司可比；（5）标的公司应收账款未计提坏账准备的原因，是否与同行业公司可比，结合应收账款期后回款情况，说明应收账款可回收性。

请独立财务顾问和会计师说明对收入的核查措施、比例、依据和结论，并对上述事项发表明确意见。

回复：

一、标的公司收入确认依据，是否与同行业公司可比并符合会计准则要求

（一）标的公司收入确认依据

标的公司收入主要包括电力销售收入、运维服务收入、绿证交易收入，各类型业务收入确认依据如下：

1、电力销售收入。标的公司在完成向电网公司的供电后，于每月末根据经电网公司确认的月度电费结算单上记载的上网电量、上网电价以及电价收入金额

确认相关电力收入。

2、运维服务收入。服务收入主要指委托运行、咨询、技术等服务而收取的收入，标的公司于服务提供期间确认收入。

3、绿证交易收入。标的公司对可再生能源配额制度产生的绿证，在出售时直接确认收入。

（二）同行业可比公司收入确认情况

报告期内，标的公司各期主营业务收入占营业收入比重均大于 98%。标的公司电力销售收入与同行业可比公司收入确认政策的对比情况如下：

公司名称	收入确认政策
嘉泽新能	新能源发电收入：与客户之间签订购售电合同，合同通常包含电力生产、传输的履约义务，以商品控制权转移时点确认收入。相关履约义务通常在电力传输时确认，并根据传输的电量和适用的固定资费率进行衡量
节能风电	电力销售收入：电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。本公司按已收或应收的合同或协议价款的合同约定确定电力销售收入金额。澳大利亚电厂电力收入于电力供应至澳大利亚电力运营商时确认，按当地市场电力交易价格确定电力销售收入金额
江苏新能	向电力公司的电力销售：月末，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（含国家电价补贴）确认电费收入。
银星能源	电力销售收入：于供电当月按经客户确认的电量电费结算信息确认。

注：数据来源于上市公司 2024 年年度报告。

由上表可知，同行业可比上市公司的收入确认均在履约义务完成后进行确认。具体而言为电力供应至电厂所在地的各省电网公司后，根据各省电网公司确认的上网电量以及上网电价进行确认收入。因此，标的公司收入确认流程、时点、依据和会计核算方法与同行业可比上市公司基本一致。

（三）标的公司相关收入确认符合会计准则的要求

根据《企业会计准则第 14 号—收入》准则中对于收入确认的具体要求，标的公司收入确认具体情况与准则的对比情况如下：

准则规定	具体内容	标的公司相关情况	是否符合《企业会计准则》相关规定
第五条：当企业与客户之间的合同同时满足下列条件时，企业应当在客户	（1）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务；（2）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务（以下简称“转让商品”）相关的权利和义务；（3）该合同有明确的与所转让商品相关的	（1）标的公司与电网公司签订的《购售电合同》已经各方批准并承诺履行；（2）标的公司与电网公司签订的《购售电合同》明确规定了标的公司以及电网公司相关的权利和义务；	是

准则规定	具体内容	标的公司相关情况	是否符合《企业会计准则》相关规定
取得相关商品控制权时确认收入	支付条款；（4）该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额；（5）企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	（3）标的公司与电网公司签订的《购售电合同》明确约定了电费的支付方式及相应条款；（4）标的公司与电网公司签订的《购售电合同》是双方商业合作的真实反映；（5）标的公司主要客户为国家电网，信誉度高，相应电费无法回收的风险极低。	
第十三条：企业应当在客户取得相关商品控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品控制权时，企业应当考虑下列迹象	（一）企业就该商品享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务；（二）企业已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权；（三）企业已将该商品实物转移给客户，即客户已实物占有该商品；（四）企业已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬；（五）客户已接受该商品；（六）其他表明客户已取得商品控制权的迹象。	（1）标的公司向电网公司供应电力后，标的公司即享有相应电费的现时收款权利；（2）在标的公司向电网公司供应电力时，即已将电力的法定所有权转移给客户；（3）在标的公司向电网公司供应电力时，电网公司即已实物占有该商品；（4）在标的公司向电网公司供应电力时，标的公司已将电力的所有权上的主要风险和报酬转移给客户；（5）在标的公司向电网公司供应电力时，电网公司即已接受该商品。	是

因此，标的公司相关收入确认符合会计准则的要求。

二、报告期内标的公司发电小时数、结算电量和电价变化情况及原因，发电小时数是否与所在区域风力条件、可研报告、同区域可比公司以及机组建设进度匹配，结算电价与所在区域中长期合同电价的差异情况、原因及合理性

（一）报告期内标的公司发电小时数、结算电量和电价变化情况及原因

报告期内，标的公司发电小时数、结算电量和电价变化情况如下：

标的公司	项目	单位	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
正蓝旗风电	发电小时数	小时	786.13	2,999.59	2,273.57
	结算电量	MWh	82,929.71	315,645.32	239,058.57
	售电均价	元/kWh	0.3204	0.3349	0.3331
	发电收入合计	万元	26,572.51	105,725.23	79,632.17
北方多伦	发电小时数	小时	873.75	3,182.95	2,479.78
	结算电量	MWh	42,011.82	152,443.26	118,503.61
	售电均价	元/kWh	0.3097	0.3355	0.3205

标的公司	项目	单位	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
	发电收入合计	万元	13,009.62	51,137.82	37,985.17

注：发电小时数的计算公式为实际发电量/装机容量。2023 年内正蓝旗风电、北方多伦的风力发电机陆续并网、装机容量处于动态变化中，为保持计算口径统一，2023 年装机容量采用正蓝旗风电 1,100MW、北方多伦 500MW 计算。

标的公司风机于 2023 年内陆续并网运行，2024 年度、2025 年 1-3 月标的公司全部机组均实现全年 12 个月完整运行，因此 2024 年度、2025 年 1-3 月发电小时数、结算电量有所增加。售电均价保持基本稳定。

（二）发电小时数与所在区域风力条件、可研报告、同区域可比公司以及机组建设进度匹配

1、所在区域风力条件

内蒙古自治区风能资源丰富。根据中国气象局发布的《2024 年中国风能太阳能资源年景公报》，内蒙古自治区 2024 年 100 米高度平均风速为 6.91m/s，平均风功率密度为 341.17W/m²，两项主要风能指标在我国各省、市、自治区中均排名第一。

标的公司位于内蒙古自治区锡林郭勒盟正蓝旗及多伦县，属于我国风能资源较为丰富的蒙东地区。根据中国气象局发布的《2024 年中国风能太阳能资源年景公报》，蒙东地区 100 米高度年平均风速达到 7.0m/s，部分地区甚至达到 8.0m/s 以上，远高于全国平均水平 5.8m/s；蒙东地区 100 米高度年平均风功率密度一般超过 300W/m²，也远高于全国平均水平 229.4W/m²。丰富的风能资源为高效发电提供了有力支撑。标的公司发电小时数与所在区域风力条件匹配。

2、可研报告

正蓝旗风电共有三个风场，北方多伦共有两个风场，由于各风场发电利用小时数存在差异，故按照加权平均利用小时数计算标的公司平均利用小时数，具体计算过程如下表：

序号	项目	正蓝旗风电			北方多伦	
		上都 1	上都 2	上都 3	多伦 1	多伦 2
1	可研设计年利用小时	3,212.00	3,320.00	3,322.00	3,442.00	3,272.00
2	风场规模（核准）MW	300.00	300.00	500.00	200.00	300.00
3	理论发电量 MWH	963,600.00	996,000.00	1,661,000.00	688,400.00	981,600.00

序号	项目	正蓝旗风电			北方多伦	
		上都 1	上都 2	上都 3	多伦 1	多伦 2
	(=1*2)					
4	合计风场规模（核准） MW	1,100.00			500.00	
5	合计理论发电量 MWH	3,620,600.00			1,670,000.00	
6	加权平均利用小时数 (=5/4)	3,291.45			3,340.00	

2024 年正蓝旗和多伦风电项目都有完整的一年发电结算记录，其中正蓝旗风电项目实际发电小时数为 2,999.59 小时，还原限电及停运因素，实际发电 3,177.45 小时；多伦风电项目实际发电小时数为 3,182.95 小时，还原限电及停运因素，实际发电 3,364.32 小时，整体与可研报告数据接近。

3、同区域可比公司

经检索，未有上市公司披露其单独在内蒙古地区运营的风电场之发电小时数据，通过公开信息查询到华润电力新能源太仆寺旗 300MW 风电项目公开披露“本项目总投资 198,797.25 万元，总装机容量为 300MW，年上网发电量为 89,528.82 万 kWh，年单机等效满负荷运行小时数为 2,984h”。标的公司发电小时数与同区域可比公司接近。

4、机组建设进度

标的公司风机在 2023 年内陆续转固、并于 2023 年全部并网发电，2024 年全部风机完整运行 12 个月，因此 2024 年发电小时数较 2023 年度有显著增加。

（三）结算电价与所在区域中长期合同电价的差异情况、原因及合理性

电力中长期交易指市场主体（发电企业、售电公司、电力用户等）通过双边协商、集中竞价等方式，签订周期为多月至多年的电能量交易合同。经检索，并无标的公司所在区域的中长期合同平均价格；因此，以下就报告期内标的公司签订的中长期合同平均电价、标的公司结算电价的差异情况进行对比，具体如下表所示：

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	中长期合同平均单价（元/kWh）	0.3615	0.3515	/
	结算电价（元/kWh）	0.3204	0.3349	0.3331

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
	差异	0.0411	0.0166	/
北方多伦	中长期合同平均单价（元/kWh）	0.3596	0.3511	/
	结算电价（元/kWh）	0.3097	0.3355	0.3205
	差异	0.0499	0.0156	/

注：2023 年 1-3 月标的公司尚未开展中长期交易，全部上网电量均按照燃煤发电基准价执行，因此 2023 年度无中长期合同平均单价。

由上表可见，报告期内标的公司签订的中长期合同平均电价与结算电价差异较小；其中 2025 年 1-3 月的差异情况略大于 2024 年度，主要由于 2025 年 1-3 月受同区域新能源发电的竞争等因素影响，标的公司“负偏差”较高所致。

标的公司风电参与市场化交易。华北电网以月为单位、按照标的公司在北京电力交易中心备案的每一笔电子交易确认单中约定的电量与电价，计算当月“照付不议”结算电费；对于标的公司当月实际上网电量不足合同约定的电量，按照“负偏差”考核电价计算该部分电量的电费后，从标的公司当月“照付不议”结算电费中扣除。

此外，由于新能源发电机组出力受到自然条件影响较大，当新能源发电机组出力不足时，电网公司为保障电网安全稳定运行、平衡电力供需，将要求火电等稳定电源根据调度指令快速启动或停运机组，以应对电力系统突发需求或故障，火电等稳定电源将按照相关规则收取调峰辅助服务费用，电网公司按发电量比例将调峰辅助服务费用分摊至包括标的公司在内的接受服务的发电企业，上述服务费用也将在结算电费中扣除。

综上，华北电网对标的公司的“负偏差”考核、以及标的公司支付的调峰辅助服务费用，使得标的公司结算电价与中长期合同平均单价存在一定差异，报告期内，上述差异相对较小，具有合理性。

三、结合新能源发电全面入市、所在区域相关政策及执行情况、电力供给与需求关系、新能源发电竞争程度等，说明结算电价是否存在下降风险、结算电量是否存在消纳不足的风险，并就上述风险进行重大风险提示

（一）新能源发电全面入市，新能源发电企业竞争可能加剧

近年来，我国加快推进新能源电量入市交易进程。2025 年 1 月，国家发展

和改革委员会发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），要求各地于2025年底前出台并实施新能源发电入市交易具体方案。预计未来全面市场化定价也将使得发电企业面临的电价和消纳风险有所增加。

（二）所在区域相关政策及执行情况

标的公司所发电力通过“点对网”直送华北电网，主要为京津唐电网输送电力，所在区域相关政策及执行情况如下：

区域	政策文件	政策主要内容
北京市	《北京市2025年电力市场化交易方案、绿色电力交易方案》	规定工商业用户原则上全部直接参与市场交易，明确了电力市场化交易峰谷时段。对参与绿电交易的用户给予每度电0.02元的奖励。交易总电量规模安排910亿千瓦时，其中直接市场交易300亿千瓦时。
天津市	《关于做好天津市2025年电力市场化交易工作的通知》	2025年电力市场化直接交易电量总规模暂定为345亿千瓦时。区外机组交易电量上限比例提升至40%（2024年为30%）。燃煤发电电量原则上全部入市，平价或弃补新能源主要参与绿电交易。
冀北	《冀北电网2025年电力中长期交易工作方案》	明确了分布式电源、虚拟电厂等新型市场主体可参与市场。优化了交易时序：先组织区内年度绿电交易，再组织与区外电厂等交易。明确了独立储能项目参与中长期电能量交易和容量租赁交易的要求。
冀南	《河北南部电网2025年电力中长期交易工作方案》	取消了新能源分季节比例。提高了光伏市场化电量比例至60%，风力发电场站暂定为30%。明确了增量分布式光伏1月起入市、存量分布式光伏7月起入市，上网电量入市比例暂定20%。

（三）电力供给与需求关系

标的公司所发电量送往华北电网消纳。2024年，华北地区电力供需总体紧平衡。华北地区是我国重要的工业、经济中心，随着技术和经济的持续发展，特别是电动汽车的普及、互联网数据服务的增长以及5G基站等新型基础设施的建设，用电需求将保持增长；另一方面，标的公司风电项目为平价上网项目，其合同电价由标的公司与用电户自由协商确定且不享受任何电价补贴，可以认为标的公司当前合同电价已经充分反映了华北区域电力商品的供求关系。

综上，标的公司未来结算电价可能存在下降风险，结算电量可能存在消纳不足的风险，上述结算电价、结算电量的变化趋势已在评估结果中反映。结算电价自2026年至2032年期间，标的公司结算电价逐年下调且每年下降比例增加0.5%，并自2033年起上网电价维持在0.2893元/度；结算电量自2026年至2029年期间，结算电量逐年上升并自2030年起正蓝旗风电结算电量维持在328,911.31万千瓦

时/年、北方多伦结算电量维持在 151,798.93 万千瓦时/年。

标的公司预测期内结算电价存在下降风险、结算电量存在消纳不足的风险，公司已在重组报告书“第十二节/二/（六）”部分进行了风险提示，具体内容为“标的公司的结算电价、上网电量与电力市场改革、社会用电需求、同行业企业竞争趋势等因素高度相关。随着电力市场改革不断推进，参与电力市场化交易的电量比例逐步扩大；随着新能源发电装机规模的不断提升，受地区消纳能力等限制，若发电能力阶段性高于消纳能力，可能对标的公司预测期内电价、电量消纳产生不利影响。”

四、标的公司收入呈现季节性的原因，是否与用电需求相匹配，是否与同行业公司可比

标的公司风电第四季度及第一季度营业收入占比相对较高，主要系标的公司风机位于内蒙古自治区锡林郭勒盟正蓝旗及多伦县，属于我国风能资源较为丰富的蒙东地区，内蒙古东部风资源呈现明显的“冬春强、夏秋弱”的季节性特点，其中冬季的蒙古-西伯利亚高压造成的巨大气压梯度是冬季风力较强的主要原因，春季冷空气活动仍频繁、大气不稳定及气旋活跃是春季风力较强的主要原因。标的公司收入的季节性特点与用电需求关联性较弱。

由于标的公司风机于 2023 年度陆续并网运行，故 2023 年度及 2025 年第一季度数据不具有代表性，此处选取 2024 年度分季度收入进行对比。同行业公司 2024 年度风力发电业务不同季节收入情况如下表所示：

项目	节能风电		华润新能源		正蓝旗风电		北方多伦	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例	金额	比例
一季度	132,509.24	26.36%	532,563.64	26.82%	27,721.13	26.22%	14,382.13	28.12%
二季度	131,793.56	26.22%	490,177.60	24.69%	28,574.61	27.03%	12,738.66	24.91%
三季度	116,750.22	23.22%	453,244.72	22.83%	17,517.34	16.57%	8,235.57	16.10%
四季度	121,644.75	24.20%	509,477.64	25.66%	31,912.14	30.18%	15,781.46	30.86%

注：节能风电数据取自《中节能风力发电股份有限公司 2024 年年度报告》；华润新能源数据取自《华润新能源控股有限公司问询与回复发行人及中介机构回复意见》

由上表可见，同行业公司节能风电、华润新能源的风电业务均呈现一定的季节性特征，其中节能风电的风机分布区域为甘肃、新疆、河北及广东，华润新能

源的风机分布区域为河南、山东、内蒙古、湖北、广东、辽宁、甘肃、河北、山西、广西、新疆、贵州及浙江（海上风电），国内不同区域的风资源季节性特征存在一定差异，因此节能风电及华润新能源的风力发电收入季节性特征略弱于标的公司。

五、标的公司应收账款未计提坏账准备的原因，是否与同行业公司可比，结合应收账款期后回款情况，说明应收账款可回收性。

（一）标的公司应收账款未计提坏账准备的原因

报告期各期末，标的公司应收账款均为按信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款，且主要为电力销售组合，无按单项计提坏账准备的应收账款。标的公司对应收电费未计提坏账准备，主要系各期末应收电费为最后一个月发电电费，账龄在一个月以内，且标的公司电费无补贴收入，期后一个月内均可全部收到回款，因此未计提坏账损失。

（二）与同行业公司应收账款坏账计提政策可比

同行业上市公司应收账款坏账计提政策具体如下表所示：

可比公司	组合类别	确定依据	减值方法
嘉泽新能	组合一	应收各地国网公司款项	通过预期信用损失率计算预期信用损失，并基于违约概率和违约损失率确定预期信用损失率。在确定预期信用损失率时，使用内部历史信用损失经验等数据，并结合当前状况和前瞻性信息对历史数据进行调整。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。
江苏新能	组合一	本组合以应收款项的账龄作为信用风险特征（除组合2、组合3之外的应收款项）	公司参考历史信用损失经验，结合当前状况及对未来经济状况的预测，编制应收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。账龄计算方法：自销售收入确认时点开始计算应收账款账龄，每满12个月为1年，按先进先出的原则统计应收账款账龄，不足1年仍按1年计算。
	组合二	本组合为应收电网公司电费（燃煤基准价部分），以账龄作为信用风险特征	公司参考历史信用损失经验，结合当前状况及对未来经济状况的预测，编制应收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。

可比公司	组合类别	确定依据	减值方法
	组合三	本组合为应收可再生能源电价附加补助	公司参考历史信用损失经验，结合当前状况及对未来经济状况的预测，计算预期信用损失。该组合均为可再生能源电价附加补助。
银星能源	应收账款组合 1	电网客户	对于划分为组合的应收账款和因销售商品、提供劳务等日常经营活动形成的应收款项融资，本集团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。
	应收账款组合 2	除电网之外的客户	
节能风电	组合 1:	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	电力销售应收账款（国内）主要包括应收标杆电费和应收可再生能源补贴电费，客户集中为各地电网公司及其他电力销售客户，客户数量较为有限且单项金额较大。应收标杆电费形成的应收账款，欠款方为电网公司，电网公司信用及支付记录较好，通常自出具账单日起 30-60 天内收款，账龄较短。应收可再生能源补贴电费形成的应收账款，根据国家现行政策及财政部主要付款惯例结算，经批准后由财政部门拨付至地方电网公司等单位，再由地方电网公司等单位根据电量结算情况拨付至发电企业。
	组合 2:	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	电力销售应收账款（国外）主要为澳大利亚电厂售电款形成的应收款项（为子公司），欠款方为 Australia Energy Market Operator Ltd（澳大利亚能源市场运营商有限公司），电费按周结算，四周后付款，由 Australia Energy Market Operator Ltd 向澳大利亚电厂开具 Recipient Created Tax Invoice（税务发票），发票中注明付款时间，付款时间在发票日后一周内，客户信用及支付记录较好。

上述可比公司中，嘉泽新能应收补贴电费占比均在 90%以上，因此未区分标杆电费和补贴电费，均按照与其信用损失率计提坏账损失，2023 及 2024 年末计提比例分别为 1.70%、1.63%。

银星能源、节能风电的应收账款均包含标杆电费及补贴电费，具体金额未拆分披露，均按照与其信用损失率计提坏账损失；银星能源 2023 及 2024 年末计提比例分别为 0.44%、0.44%，节能风电 2023 及 2024 年末计提比例分别为 1%、1%。

江苏新能未计提应收基础电费信用减值损失，仅对补贴电费计提信用减值损失。

标的公司收入构成中仅包含基础电费，无补贴电费，应收账款坏账计提政策与同行业上市公司一致。

（三）结合应收账款期后回款情况，说明应收账款可回收性

报告期各期末，标的公司应收账款的期后回款情况如下表所示：

单位：万元

标的公司	报告期	应收账款余额	期后回款金额	期后回款比例
正蓝旗风电	2025.3.31	7,559.98	7,559.98	100.00%
	2024.12.31	13,016.62	13,016.62	100.00%
	2023.12.31	13,593.73	13,593.73	100.00%
北方多伦	2025.3.31	3,543.28	3,543.28	100.00%
	2024.12.31	6,956.93	6,956.93	100.00%
	2023.12.31	5,996.62	5,996.62	100.00%

注：期后回款情况均统计至各报告期末后 3 个月。

由上表可见，标的公司应收账款期后回款情况良好，应收账款可回收性高。

六、核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、对收入的核查措施、比例、依据

独立财务顾问和会计师对收入的核查措施、比例、依据如下：

（1）了解标的公司销售与收款循环相关的内部控制流程，内部控制制度以及各项关键控制点；

（2）核查标的公司收入确认会计政策的合理性：

①获取标的公司收入确认会计政策，选取样本检查销售合同，识别客户取得相关商品或服务控制权合同条款与条件，核查标的公司收入确认会计政策是否符合企业会计准则的要求；

②将标的公司的收入确认会计政策与同行业可比公司进行对比，判断标的公司收入确认会计政策的合理性。

（3）对标的公司报告期内的收入变动执行分析性程序，分析收入变动的合理性，并与可比公司进行对比分析，识别是否存在异常收入变动情况及评估相关变动原因是否合理；

（4）对标的公司报告期内的收入执行检查程序，将报告期内收入确认的金额和时点与销售合同、电费结算单、发票等支持性文件进行核对，并执行重新计算程序，以验证收入确认金额的准确性，以及收入确认时点是否与标的公司收入确认会计政策相符；

(5) 对标的公司报告期内的收入执行截止性测试，就资产负债表日前后记录的收入交易选取样本，核对电费结算单及其他支持性文件，确认收入是否计入正确的会计期间；

(6) 查询标的公司主要客户的工商资料，核查主要客户的背景信息；

(7) 报告期内标的公司的主要客户为国家电网有限公司华北分部，了解主要客户基本情况、与标的公司的合作历史、主要合作内容、付款条款、合同签署情况、关联关系等情况；

(8) 对报告期内标的公司主要客户销售情况执行函证程序，发函询证标的公司主营业务收入金额、应收账款余额等科目与主要客户账面金额是否相符，验证收入确认的真实性、准确性。

①独立财务顾问执行的函证程序

A 正蓝旗风电

	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
主营业务收入（万元）（A）	26,572.51	105,725.23	79,632.17
函证确认金额（万元）（B）	26,572.51	105,725.23	79,632.17
回函比例（C=B/A）	100.00%	100.00%	100.00%

B 北方多伦

	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
主营业务收入（万元）（A）	13,009.62	51,137.82	37,985.17
函证确认金额（万元）（B）	13,009.62	51,137.82	37,982.12
回函比例（C=B/A）	100.00%	100.00%	99.99%

②会计师执行的函证程序

A 正蓝旗风电

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
主营业务收入（A）	26,572.51	105,725.23	79,632.17
主营营业收入发函金额（B）	26,572.51	105,725.23	79,632.17
发函比例（C=B/A）	100%	100%	100%
主营业务收入回函金额（D）	26,572.51	105,725.23	79,632.17

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
回函比例（E=D/B）	100%	100%	100%
应收账款余额（F）	7,559.98	13,016.62	13,593.73
应收账款发函金额（G）	7,559.98	13,016.62	13,593.73
发函比例（H=G/F）	100%	100%	100%
应收账款回函金额（I）	7,559.98	13,016.62	13,593.73
回函比例（J=I/G）	100%	100%	100%

B 北方多伦

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
主营业务收入（A）	13,009.62	51,137.82	37,985.17
主营业务收入发函金额（B）	13,009.62	51,137.82	37,982.12
发函比例（C=B/A）	100%	100%	99.99%
主营业务收入回函金额（D）	13,009.62	51,137.82	37,982.12
回函比例（E=D/B）	100%	100%	100%
应收账款余额（F）	3,543.28	6,956.93	5,996.62
应收账款发函金额（G）	3,543.28	6,956.93	5,996.62
发函比例（H=G/F）	100%	100%	100%
应收账款回函金额（I）	3,543.28	6,956.93	5,996.62
回函比例（J=I/G）	100%	100%	100%

（9）取得标的公司的主要银行账户对账单，检查是否存在大额异常流水，银行回单显示的客户名称、回款金额是否同账面一致。

2、其他事项核查程序

（1）取得标的公司报告期内发电小时数、结算电量和电价数据，了解变动原因；

（2）公开检索标的公司所在区域风力条件、相关可研报告、同区域可比公司的发电小时数等信息；公开检索新能源发电全面入市及所在区域相关政策、执行情况；

（3）了解同行业公司应收账款坏账计提政策，并与标的公司应收账款坏账计提政策进行对比；对标的公司应收账款期后回款情况进行核查。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、会计师认为：

1、对收入的核查结论

标的公司收入确认政策在所有重大方面符合企业会计准则的规定，报告期内营业收入在所有重大方面真实、准确、完整。

2、其他事项核查意见

（1）标的公司收入确认符合企业会计准则要求及业务实质，标的公司收入确认流程、时点、依据和会计核算方法与同行业可比上市公司基本一致；

（2）报告期内标的公司发电小时数、结算电量和电价变化主要由于标的公司风机于 2023 年内陆续并网运行，2024 年度、2025 年 1-3 月标的公司全部机组均实现全年 12 个月完整运行，因此 2024 年度、2025 年 1-3 月发电小时数、结算电量有所增加；发电小时数与所在区域风力条件、可研报告、同区域可比公司以及机组建设进度匹配；标的公司结算电价与所在区域中长期合同电价存在一定差异，差异原因具备合理性；

（3）标的公司预测期内结算电价存在下降风险、结算电量存在消纳不足的风险，已进行重大风险提示；

（4）标的公司收入呈现季节性主要由于所在地风资源呈现“冬春强、夏秋弱”的季节性特点，与用电需求关联性较弱，同行业公司风电业务均呈现一定的季节性特征；

（5）标的公司应收账款未计提坏账准备系各期末应收电费为最后一个月发电电费，账龄在一个月以内，且标的公司电费无补贴收入，期后一个月内均可全部收到回款；应收账款坏账计提政策与同行业上市公司一致；标的公司应收账款期后回款情况良好，应收账款可回收性高。

问题 9. 关于标的公司成本与费用

重组报告书披露，（1）报告期内标的公司正蓝旗风电主营业务成本分别为 24,272.56 万元、33,422.06 万元和 7,865.55 万元；标的公司北方多伦主营业务成本分别为 11,214.97 万元、13,362.57 万元和 3,452.03 万元；（2）其中，折旧费占比较高，职工薪酬、安全生产费和委托运营费等均呈大幅上升趋势，2023 年两家标的公司均发生大额技术服务费；（3）报告期内，标的公司正蓝旗风电的财务费用分别为 6,014.14 万元、7,293.88 万元和 1,388.26 万元，标的公司北方多伦的财务费用分别为 2,693.67 万元、3,897.28 万元和 470.95 万元。

请公司披露：

（1）标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途，成本构成与同行业可比公司的对比情况及差异原因，具体分析主营业务成本和各类成本变动的原因及合理性，两家标的公司变动是否存在较大差异及原因；

（2）折旧费的具体构成，各类固定资产完整性、入账价值公允性、转固时点准确性及依据，折旧年限是否符合行业惯例和会计准则要求，结合上述情况，分析折旧费用完整性，折旧费增长是否与机组建设进度、收入增长匹配；

（3）标的公司员工结构情况，结合行业特点、标的公司业务开展方式、组织架构及经营规模等，说明各类员工规模的合理性，是否与标的公司经营特点和规模相匹配，是否与同行业公司可比；职工薪酬在各类员工中的分布情况，标的公司各类员工平均职工薪酬，是否与同行业公司可比；结合上述情况，分析职工薪酬结转的完整性；

（4）安全生产费、委托运营费和保险费等的确定依据，相关支出大幅增长的原因；使用安全生产费、委托运营费、保险费和技术服务费等的采购内容，相关支出必要性、采购用途合理性，主要供应商的基本情况、是否与标的公司存在关联关系或专门为标的公司服务，采购价格的公允性及依据，是否存在利益输送的情况；

（5）报告期内标的公司度电成本、变化情况及原因，标的公司度电成本是否与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配，结合（1）-（4），说明标的公司成本结转完整性；

(6) 标的公司财务费用与其借款金额的匹配性，相关借款的借款方、是否与标的公司存在关联关系，借款利率公允性，对评估预测、折现率和评估值等的影响。

请独立财务顾问和会计师核查标的公司成本费用的完整性，说明是否存在体外承担成本费用的情况，相关核查措施、比例、依据和结论，并对上述事项发表明确意见。请评估师核查（5）并发表明确意见。

回复：

一、标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途，成本构成与同行业可比公司的对比情况及差异原因，具体分析主营业务成本和各类成本变动的原因及合理性，两家标的公司变动是否存在较大差异及原因

(一) 标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途

标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途如下表所示：

单位：万元

标的公司	项目	2025 年 1-3 月		2024 年度		2023 年度	
		金额	比例	金额	比例	金额	比例
正蓝旗风电	折旧费	6,381.76	81.14%	25,888.80	77.46%	14,640.14	60.32%
	职工薪酬	532.88	6.77%	3,282.45	9.82%	1,942.17	8.00%
	安全生产费	690.20	8.77%	2,519.21	7.54%	870.10	3.58%
	委托运营费	156.02	1.98%	710.21	2.12%	284.70	1.17%
	保险费	66.93	0.85%	309.36	0.93%	54.42	0.22%
	其他费用	37.76	0.48%	538.16	1.61%	65.00	0.27%
	技术服务费	-	-	173.87	0.52%	6,416.04	26.43%
	合计	7,865.55	100.00%	33,422.06	100.00%	24,272.56	100.00%
北方多伦	折旧费	2,451.17	71.01%	9,613.76	71.95%	6,462.42	57.62%
	职工薪酬	263.71	7.64%	1,826.79	13.67%	1,079.23	9.62%
	安全生产费	331.59	9.61%	1,199.22	8.97%	449.22	4.01%
	委托运营费	54.47	1.58%	312.53	2.34%	243.37	2.17%
	其他	330.40	9.57%	255.14	1.91%	41.14	0.37%
	保险费	20.69	0.60%	98.80	0.74%	23.56	0.21%
	技术服务费	-	-	56.33	0.42%	2,916.04	26.00%
	合计	3,452.03	100.00%	13,362.57	100.00%	11,214.97	100.00%

折旧费：核算风机等设备的折旧成本；

职工薪酬：核算生产相关人员的薪酬；

安全生产费：核算标的公司计提的法定安全生产费和向北方公司支付的安全生产服务费。向北方公司采购的安全生产服务，具体包括安全生产监督与管理等有关事宜，有关交易系北方公司对下属企业执行统一安全生产管理的必要支出。具体情况参见本题“四/（一）”部分内容；

委托运营费：核算标的公司向上都火电采购的管理运营团队日常管理服务，主要包括经营管理、综合管理、党建管理、人力资源管理、财务核算纪检监察、工会管理、营销管理等服务内容。具体情况参见本题“四/（二）”部分内容；

技术服务费：核算标的公司自全容量并网过程中及投产后，向上都火电及西安热工院等采购的并网支持服务、日常运维服务等，标的公司据此支付技术服务费。具体情况参见本题“四/（四）”部分内容；

保险费：核算为风机机组购买的相关财产损坏险；

其他费用：核算日常运营过程中的差旅费用、外购材料费用、保洁绿化费用等。

（二）成本构成与同行业可比公司的对比情况及差异原因

同行业可比公司的风力发电业务成本构成如下：

单位：万元

公司名称	成本构成项目	2024年度金额	占当期总成本比例
节能风电	折旧	192,552.76	75.67%
	人工	17,370.41	6.83%
	修理费及机物料消耗	8,356.99	3.28%
江苏新能	折旧	60,351.81	59.96%
	人工	3,552.73	3.53%
	其他	14,162.80	14.07%
华润新能源	折旧摊销	637,908.66	76.91%
	职工薪酬	72,511.12	8.74%
	维修及材料费用	30,556.82	3.68%
	保险费用	18,321.40	2.21%

公司名称	成本构成项目	2024年度金额	占当期总成本比例
	其他	70,071.33	8.45%

注：节能风电数据取自《中节能风力发电股份有限公司 2024 年年度报告》；江苏新能数据取自《江苏新能 2024 年年度报告》；华润新能源数据取自《华润新能源控股有限公司问询与回复发行人及中介机构回复意见》

嘉泽新能在《关于嘉泽新能源股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函的回复（修订稿）》中披露“根据财政部、应急部于 2022 年 11 月 21 日印发的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》第十二节规定，电力生产与供应企业需要按照一定标准计提安全生产费。公司自 2022 年 12 月起开始计提安全生产费。公司在计提安全生产费时，因尚无法确定安全生产费的使用情况，借记‘主营业务成本-其他’，贷记‘专项储备’。在使用安全生产费时，根据实际使用的情况，冲减‘主营业务成本-其他’或‘主营业务成本-运维费用’”。

根据上述分析，同行业可比公司的风力发电业务成本构成包括折旧费用、职工薪酬、安全生产费、保险费及其他零星费用。标的公司与同行业可比公司的成本构成差异为委托运营费及技术服务费。

标的公司存在委托运营费的原因：上都风电项目规划建设前，上都火电已于正蓝旗投产运营 6 台火电机组，装机容量合计达 3,720MW。2021 年 11 月，经有关部门决策批准，标的公司在上都火电近区建设上都风电项目。出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理等服务。在成本分摊方面，双方按照装机容量比例分配管理人员薪酬等服务成本，既避免了标的公司另行组建管理团队产生的前期投入与运营成本，又通过人员资源的集约化利用提升了管理效率，同时依托上都火电成熟的管理体系保障了标的公司运营的稳定性，实现了降本、增效、稳运营的多重目标。

标的公司存在技术服务费的原因：标的公司与上都火电同属国家“西电东送”通道建设的重要电源支撑点，二者发电机组的地理位置较近，所供应电力共用部分输电通道和基础设施，经由 500 千伏输电线路接入华北电网，上都火电配合标的公司并网调试具有必要性；上都火电经营的火电机组属于传统发电能源，可作为稳定基荷或调峰电源，在风电机组频繁调启的并网过程中发挥平抑波动、灵活调节效果，确保电网运行稳定性；上都风电项目建成并网时间相较火电机组

投产时间更晚，在标的公司施工建设至并网投产过程中，亟需具备丰富行业经验的作业人员完成授电设备的冲击试验、检查等专业操作。而上都火电拥有技术丰富、稳定性高的专业团队，可切实支持标的公司施工进度。

综上，标的公司成本构成与同行业可比公司基本一致，存在差异具备合理性。

（三）主营业务成本和各类成本变动的原因及合理性

报告期内，标的公司主营业务成本和各类成本的具体金额及变动情况如下表所示：

单位：万元

标的公司	项目	2025年1-3月		2024年度		2023年度	
		金额	比例	金额	比例	金额	比例
正蓝旗风电	折旧费	6,381.76	78.04%	25,888.80	77.46%	14,640.14	60.32%
	职工薪酬	532.88	6.52%	3,282.45	9.82%	1,942.17	8.00%
	安全生产费	690.20	8.44%	2,519.21	7.54%	870.10	3.58%
	委托运营费	156.02	1.91%	710.21	2.12%	284.70	1.17%
	保险费	66.93	0.82%	309.36	0.93%	54.42	0.22%
	其他费用	37.76	0.46%	538.16	1.61%	65.00	0.27%
	技术服务费	-	-	173.87	0.52%	6,416.04	26.43%
	其他业务成本	312.02	3.82%	-	-	-	-
	合计	8,177.57	100.00%	33,422.06	100.00%	24,272.57	100.00%
北方多伦	折旧费	2,451.17	71.01%	9,613.76	71.95%	6,462.42	57.62%
	职工薪酬	263.71	7.64%	1,826.79	13.67%	1,079.23	9.62%
	安全生产费	331.59	9.61%	1,199.22	8.97%	449.22	4.01%
	委托运营费	54.47	1.58%	312.53	2.34%	243.37	2.17%
	其他	330.40	9.57%	255.14	1.91%	41.14	0.37%
	保险费	20.69	0.60%	98.80	0.74%	23.56	0.21%
	技术服务费	-	-	56.33	0.42%	2,916.04	26.00%
	合计	3,452.03	100.00%	13,362.57	100.00%	11,214.97	100.00%

报告期内，标的公司各类成本中折旧费、职工薪酬、安全生产费、技术服务费变动较大，其余成本项目变动较小，以下就上述 4 个项目进行具体分析。

1、折旧费变动原因

报告期内，正蓝旗风电折旧费用分别为 14,640.14 万元、25,888.80 万元及

6,381.76 万元，北方多伦折旧费用分别为 6,462.42 万元、9,613.76 万元及 2,451.17 万元，标的公司 2024 年度及 2025 年 1-3 月折旧费用均有明显上升，上升原因为标的公司风机于 2023 年内陆续转固并网发电，2024 年度为完整运行的第一个年度，因此折旧费用增长较多。

2、职工薪酬变动原因

报告期内，正蓝旗风电职工薪酬分别为 1,942.17 万元、3,282.45 万元及 532.88 万元，北方多伦职工薪酬分别为 1,079.23 万元、1,826.79 万元及 263.71 万元。标的公司 2024 年度营业成本中的职工薪酬金额较高，主要由于 2023 年标的公司风机尚处于建设过程中，部分职工薪酬计入在建工程。2024 年度、2023 年度标的公司职工薪酬总额（包含计入在建工程、营业成本）、平均人数、平均工资情况如下表所示：

单位：万元			
标的公司	项目	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	计入营业成本的薪酬	3,282.45	1,942.17
	计入在建工程的薪酬	-	1,921.18
	职工薪酬总额	3,282.45	3,863.35
	其中：工资总额	2,045.63	2,562.74
	其中：社保费用等	1,236.82	1,300.61
	平均人数（人）	54	68.5
	平均工资总额	37.88	37.41
	平均社保费用等	22.90	18.99
北方多伦	计入营业成本的薪酬	1,826.79	1,079.23
	计入在建工程的薪酬	-	1,188.68
	职工薪酬总额	1,826.79	2,267.91
	其中：工资总额	1,158.27	1,508.62
	其中：社保费用等	668.52	759.29
	平均人数（人）	27	41
	平均工资总额	42.90	36.80
	平均社保费用等	24.76	18.52

报告期内，标的公司职工薪酬与平均人数相匹配。2024 年度相较 2023 年度有所增加，主要系 2024 年度标的公司效益较好，人均绩效及奖金有所增加。

3、安全生产费变动原因

报告期内，正蓝旗风电安全生产费分别为 870.10 万元、2,519.21 万元及 690.20 万元，北方多伦安全生产费分别为 449.22 万元、1,199.22 万元及 331.59 万元。标的公司 2024 年度安全生产费大幅增加，主要由于 2023 年内标的公司完成所有风机建设、并网发电，2024 年起标的公司开始向北方公司支付安全生产服务费，其中正蓝旗风电 2024 年度向北方公司支付安全生产费 1,650.00 万元，北方多伦 2024 年度向北方公司支付安全生产费 750.00 万元。

根据《北方联合电力有限责任公司关于所属各单位支付安全生产服务费的通知》：“根据原国电公司下发的《安全生产监督规定》【国电发[2001]793 号】的要求，‘公司系统各单位依据资产和管理关系，实行母公司对子公司、总公司对分公司的安全生产监督。’北方公司作为母公司，对所属各单位提供了生产管理、安全监督等一系列服务。因此，本着合理负担成本费用的原则，所属各单位应向北方联合电力有限责任公司支付安全生产服务费，付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算，此规定自 2004 年 1 月 1 日起执行。”向北方公司支付的安全生产服务费计算过程如下：

标的公司	装机容量（千瓦）（A）	单价（元/千瓦）（B）	安全生产费（万元） （C=A*B）
正蓝旗风电	1,100,000.00	15	1,650.00
北方多伦	500,000.00	15	750.00

4、技术服务费变动原因

报告期内，正蓝旗风电技术服务费分别为 6,416.04 万元、173.87 万元及 0.00 万元，北方多伦技术服务费分别为 2,916.04 万元、56.33 万元及 0.00 万元。标的公司 2023 年度技术服务费金额较高、后续年度技术服务费大幅下降，是由于技术服务费核算标的公司自全容量并网过程中及投产后，向上都火电及西安热工院等采购的并网支持服务、日常运维服务等，可切实支持标的公司施工进度、保障电网稳定运行。随 2023 年末标的公司风机实现全容量并网，技术服务费相应减少。

（四）两家标的公司变动是否存在较大差异及原因

两家标的公司主营业务成本和各类成本变动情况详见本题（三）部分内容，两家标的公司变动趋势基本一致，不存在较大差异。

二、折旧费的具体构成，各类固定资产完整性、入账价值公允性、转固时点准确性及依据，折旧年限是否符合行业惯例和会计准则要求，结合上述情况，分析折旧费用完整性，折旧费增长是否与机组建设进度、收入增长匹配；

（一）折旧费的具体构成

报告期内，标的公司折旧费的具体构成如下：

单位：万元

标的公司	折旧资产类别	2025年1-3月	2024年	2023年
正蓝旗风电	发电设备	4,288.45	16,276.11	10,149.24
	输电线路	692.35	2,769.39	1,922.96
	变电、配电设备	1,119.48	5,566.37	1,857.24
	通讯线路及设备	15.51	64.73	56.67
	自动化控制设备	127.54	582.25	399.94
	生产管理用工器具	79.19	373.63	109.35
	运输设备	10.83	34.65	24.09
	房屋	28.88	138.48	54.93
	建筑物	19.55	83.20	65.72
	合计	6,381.76	25,888.80	14,640.14
北方多伦	发电设备	2,070.42	8,092.64	5,082.89
	输电线路	212.18	848.72	707.13
	变电、配电设备	94.25	376.98	376.98
	通讯线路及设备	7.28	29.10	29.10
	自动化控制设备	53.15	212.61	212.61
	生产管理用工器具	4.04	16.17	16.17
	运输设备	2.98	10.06	10.06
	房屋	3.72	14.87	14.87
	建筑物	3.15	12.61	12.61
	合计	2,451.17	9,613.76	6,462.42

（二）各类固定资产完整性、入账价值公允性、转固时点准确性及依据，折旧年限是否符合行业惯例和会计准则要求

1、各类固定资产完整性

报告期各期末，标的公司不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；标的公司固定资产管理人员及财务人员会定期将固定资产台账

与财务明细账进行双向核对，检查固定资产的转固定、购置、调入、调出、报废等，确认其准确记录。报告期期末标的公司固定资产具备完整性。

2、入账价值公允性

标的公司固定资产主要通过在建工程转固而来，资产成本主要由设备款、工程施工成本等构成。标的公司对在建工程的主要供应商均履行了公开招标、单一来源采购程序，采购价格具备公允性，固定资产入账价值具备公允性。

3、转固时点准确性及依据

标的公司各类资产转固时点及依据如下：

标的公司	资产类别	转固时点及转固依据
正蓝旗风电	变电、配电设备	风机开始并网、并根据行业惯例、连续稳定运行240小时后达到预定可使用状态。 变电、配电设备、发电设备、输电线路、通讯线路及设备、自动化控制设备及仪器仪表等根据风机转固进度同步转固
	输电线路	
	通讯线路及设备	
	自动化控制设备及仪器仪表	
	发电及供热设备	
	房屋	达到预定可使用状态，各部门会签后出具固定资产转固确认单后转固
	建筑物	
	生产管理用工器具	
	运输设备	
北方多伦	变电、配电设备	风机开始并网、并根据行业惯例、连续稳定运行240小时后达到预定可使用状态。 变电、配电设备、发电设备、输电线路、通讯线路及设备、自动化控制设备及仪器仪表等根据风机转固进度同步转固
	输电线路	
	通讯线路及设备	
	自动化控制设备及仪器仪表	
	发电及供热设备	
	房屋	达到预定可使用状态，各部门会签后出具固定资产转固确认单后转固
	建筑物	
	生产管理用工器具	
	运输设备	

4、折旧年限符合行业惯例和会计准则要求

根据《企业会计准则第4号——固定资产》第十七条“企业应当根据与固定资产有关的经济利益的预期实现方式，合理选择固定资产折旧方法。可选用的折

旧方法包括年限平均法、工作量法、双倍余额递减法和年数总和法等。固定资产的折旧方法一经确定，不得随意变更。但是，符合本准则第十九条规定的除外。”

标的公司与同行业可比公司固定资产折旧方法均为平均年限法，具体折旧年限对比如下：

类别	标的公司	嘉泽新能	节能风电	江苏新能	银星能源
房屋及建筑物	28-30年	20-50年	20-45年	20-30年	8-45年
机器设备	13-25年	20-25年	5-25年	10-20年	8-20年
运输工具	8-9年	4-5年	5-10年	5年	6-10年
电子及其他设备	5-10年	3年	5年	3-8年	5-10年

综上，标的公司折旧政策符合企业会计准则要求及自身经营特点，折旧年限与同行业公司不存在显著差异，具备合理性。

（三）结合上述情况，分析折旧费用完整性，折旧费增长与机组建设进度、收入增长匹配

标的公司主营业务为风力发电，主要资产为发电机组、配电设备，输电线路等。标的公司固定资产具备完整性、入账价值具备公允性、转固时点准确；折旧年限及折旧政策符合企业会计准则要求及同行业公司惯例，折旧成本按月计算并已完整计入营业成本。

标的资产发电设备折旧费与机组建设进度（并网机组数量）、收入的匹配关系如下：

时间	项目	正蓝旗风电	北方多伦
2025年1-3月	并网机组数量（台）	231	111
	发电设备折旧费用（万元）	4,288.45	2,070.42
	风电业务收入（万元）	26,572.51	13,009.62
	并网机组数量较上年同期变动比例	-	-
	发电设备折旧费用较上年同期变动比例	5.39%	2.34%
	风电业务收入较上年同期变动比例	0.53%	1.76%
2024年度	并网机组数量（台）	231	111
	发电设备折旧费用（万元）	16,276.11	8,092.64
	风电业务收入（万元）	105,725.23	51,137.82
	并网机组数量较上年同期变动比例	71.11%	58.57%

时间	项目	正蓝旗风电	北方多伦
	发电设备折旧费用较上年同期变动比例	60.37%	59.21%
	风电业务收入较上年同期变动比例	32.77%	34.63%
2023年度	并网机组数量（台）	135	70
	发电设备折旧费用（万元）	10,149.24	5,082.89
	风电业务收入（万元）	79,632.17	37,985.17

注：

- 1、标的公司风力发电机组于 2022 年 12 月陆续转固，并于 2023 年末全部转固完毕，2023 年度并网机组数量按照月度风机数量加权平均计算；
- 2、2025 年 1-3 月数据已年化处理。

由上表可见，报告期内并网机组数量较上年同期变动比例与发电设备折旧费用较上年同期变动比例基本一致，折旧费增长与机组建设进度匹配；2024 年度风电业务收入较上年同期变动比例低于发电设备折旧费用较上年同期变动比例，主要由于 2023 年标的公司风机陆续并网，华北电网消纳情况较好导致风电业务收入较高，2025 年 1-3 月的风电业务收入较上年同期变动比例与发电设备折旧费用较上年同期变动比例基本一致，折旧费增长与收入增长匹配。

三、标的公司员工结构情况，结合行业特点、标的公司业务开展方式、组织架构及经营规模等，说明各类员工规模的合理性，是否与标的公司经营特点和规模相匹配，是否与同行业公司可比；职工薪酬在各类员工中的分布情况，标的公司各类员工平均职工薪酬，是否与同行业公司可比；结合上述情况，分析职工薪酬结转的完整性

（一）标的公司员工结构情况，结合行业特点、标的公司业务开展方式、组织架构及经营规模等，说明各类员工规模的合理性，是否与标的公司经营特点和规模相匹配，是否与同行业公司可比

1、标的公司员工结构情况

报告期内，标的公司员工数量及员工结构具体如下：

（1）正蓝旗风电

专业	2025 年 3 月末		2024 年末		2023 年末	
	数量（人）	占比	数量（人）	占比	数量（人）	占比
生产人员	56	100.00%	56	100.00%	52	100.00%
总计	56	100.00%	56	100.00%	52	100.00%

(2) 北方多伦

专业	2025 年 3 月末		2024 年末		2023 年末	
	数量（人）	占比	数量（人）	占比	数量（人）	占比
生产人员	24	100.00%	24	100.00%	30	100.00%
总计	24	100.00%	24	100.00%	30	100.00%

由上表所示，标的公司的员工均为生产人员，出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理服务。标的公司仅配置生产人员，即可满足其生产经营需求。

2024 年末，北方多伦生产人员减少，主要系标的公司由建设阶段转入生产运营阶段，对专职生产人员需求有所降低，负责风机调试、并网验收等工作的生产人员按照计划逐步剥离；正蓝旗风电生产人员增加，主要系当年 12 月新增 8 名检修人员。

2、标的公司员工规模的合理性

(1) 标的公司委托上都火电执行部分工作，精简管理人员规模

鉴于上都火电与标的公司的发电机组均位于上都区域，四家公司分别从事火力发电与风力发电业务，管理模式高度相似，且上都火电已搭建成熟、完善的管理团队。出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理等服务。基于此，标的公司精简行政、管理、财务等日常运营人员规模，避免标的公司重复配置职能岗位员工，致使标的公司员工数量较少。

标的公司员工规模较少，与标的公司业务开展方式、组织架构规划存在密切联系，具有合理性。

(2) 主要资产处于质保期，电力生产与风机运维方面存在外部支持

标的公司核心经营资产主要为风电机组，目前正处于相关设备的质保服务期内。根据行业惯例及合同约定，风机制造厂商有义务派驻专业的质保团队常驻风机运营现场，提供定期运维及检测服务。

质保人员深度参与风机设备日常运转与监控、预防性维护、故障诊断与排

除等核心运维工作，对标的公司日常工作提供专业技术保障。因此，标的公司自身所需配置的、承担同等工作职责的生产人员数量较少，有效精简生产人员配置。

风力发电设备已上市公司中，在质保期内普遍会派驻人员驻守于业主现场进行巡检及维护，具体情况如下：

公司名称	质保期服务模式
三一重能 (688349.SH)	质保期内，公司派驻驻场人员于业主风场内执行风机日常维护工作。公司提供运营维护服务的主要目的是保证客户的风力发电机组在质保期内无故障稳定运行。运维服务是为保障设备、系统的正常运转的常态化服务。
运达股份 (300772.SZ)	公司风电机组产品的质保期一般为五年。质保期内在风电场安排驻场运维人员。质保期运维事项包括日常检修、定检维护以及大部件维修。
明阳智能 (601615.SH)	公司在为期5年的质保期内提供运维服务，并按月确认运维收入……运维期内由公司派驻一名驻场人员，其运维成本为该人员的薪酬及日常费用
中船科技 (600072.SH)	……在质保期内会委派一定人员驻扎在业主现场开展质保工作，工作内容具体包括：在质保期内提供机组日常故障处理；机组定期、不定期的巡检、机组排查等；结合预防性和征兆性进行优化，降低停机时间和故障率

标的公司员工规模较少，符合标的公司行业特点，具有合理性。

（二）职工薪酬在各类员工中的分布情况，标的公司各类员工平均职工薪酬，是否与同行业公司可比；结合上述情况，分析职工薪酬结转的完整性

1、职工薪酬在各类员工中的分布情况

报告期内，职工薪酬在各类员工中的分布情况如下：

单位：万元

标的公司	项目	2025年1-3月		2024年度		2023年度	
		金额	比例	金额	比例	金额	比例
正蓝旗风电	生产人员薪酬	532.88	100.00%	3,282.45	100.00%	3,863.35	100.00%
北方多伦	生产人员薪酬	263.71	100.00%	1,826.79	100.00%	2,267.91	100.00%

注：

- 1、标的公司通过委托管理方式，向承担管理、综合服务职能的人员支付委托运营费，该部分人员薪酬暂未计入职工薪酬统计范围。
- 2、生产人员薪酬方面，2023年度，标的公司风机尚处于建设过程中，部分生产人员薪酬计入在建工程。此处生产人员职工薪酬包含计入在建工程、营业成本的薪酬合计数。

由上表所示，报告期内，标的公司职工薪酬均为向生产人员支付的工资及社保福利，符合标的公司“以生产为核心、以委托管理为支撑”的组织架构及业务开展模式高度匹配；满足标的公司以风电运营为主营业务的核心诉求。

2、标的公司各类员工平均职工薪酬

报告期内，标的公司职工薪酬总额、平均人数及人均薪酬明细情况如下：

标的公司	项目	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	生产人员薪酬（万元）	3,282.45	3,863.35
	其中：工资性薪金	2,045.63	2,562.74
	职工社会保障及福利	1,236.82	1,300.61
	生产人员平均人数（人）	54	68.5
	人均工资（万元/人）	37.88	37.41
	人均社保及福利（万元/人）	22.90	18.99
北方多伦	生产人员薪酬（万元）	1,826.79	2,267.91
	其中：工资性薪金	1,158.27	1,508.62
	职工社会保障及福利	668.52	759.29
	生产人员平均人数（人）	27	41
	人均工资（万元/人）	42.90	36.80
	人均社保及福利（万元/人）	24.76	18.52

注：

- 1、鉴于管理人员通过采购委托管理形式进行薪酬分摊，其管理人员数量及人均薪酬无法计量，此处仅列示生产人员数量及薪酬情况；
- 2、生产人员平均人数=（期初人数+期末人数）/2。
- 3、生产人员薪酬包括工资性薪金、职工保障及福利两部分；
- 4、人均工资=当期工资性薪金总额/生产人员平均人数；
- 5、人均社保及福利=当期职工社会保障及福利总额/生产人员平均人数。

报告期内，标的公司生产人员薪酬总额与平均人数规模相匹配，薪酬水平随公司效益动态调整。2024 年度人均工资及社保福利较 2023 年度有所提升，主要系 2024 年公司经营效益改善，基于市场化薪酬机制上调了生产人员的薪酬待遇。

3、同行业可比公司人均薪酬情况

标的公司同行业可比公司人均薪酬情况具体如下：

公司代码	可比公司	2024年度			2023年度		
		人均工资 （万元/人）	人均社保 及福利（ 万元/人）	人均装机容量（MW/人）	人均工资 （万元/人）	人均社保 及福利（万 元/人）	人均装机 容量（ MW/人）
601619.SH	嘉泽新能	36.17	12.85	-	32.60	10.64	-
001289.SZ	龙源电力	35.92	19.73	7.86	29.88	16.77	6.15
600021.SH	上海电力	36.90	19.33	6.93	33.36	21.23	5.97
600900.SH	长江电力	32.79	15.04	14.95	29.60	14.73	17.17

公司代码	可比公司	2024年度			2023年度		
		人均工资 (万元/人)	人均社保 及福利（ 万元/人）	人均装机容量（MW/人）	人均工资 (万元/人)	人均社保 及福利(万 元/人)	人均装机 容量（ MW/人）
平均值		35.44	16.74	9.91	31.36	15.84	9.77
正蓝旗风电		37.88	22.90	20.37	37.41	18.99	16.06
北方多伦		42.90	24.76	18.52	36.80	18.52	12.20
公司代码	可比公司	主要经营区域			主营业务类型		
601619.SH	嘉泽新能	宁夏、甘肃、新疆等西北区域			陆上风电、光伏电站开发与运营		
001289.SZ	龙源电力	重点华北、西北、东北地区			陆上风电、海上风电、光伏、生物质发电		
600021.SH	上海电力	以上海为核心，辐射华东、华中、西南			多元化电力业务（含水电、火电、风光等）		
600900.SH	长江电力	长江流域（四川、湖北、云南为主）			水力发电，辅以少量风电、光伏		
正蓝旗风电		内蒙古锡林郭勒盟			陆上风电		
北方多伦		内蒙古锡林郭勒盟			陆上风电		

注：

1、人均装机容量=期末总装机容量/当期平均生产人员数量，用以反映生产人员运营维护发电机组的生产效率；

2、嘉泽新能未披露其直接生产人员数量，无法准确测算其人均装机容量。

2023-2024 年度，同行业上市公司人均工资分别为 31.36 万元/年、35.44 万元/年；同行业上市公司人均社保及福利 15.84 万元/年、16.74 万元/年。标的公司人均薪酬水平存在差异但仍处于可比范围内，有关差异形成的主要原因包括：

（1）经营区域方面，标的公司位于内蒙古锡林郭勒盟草原地区，属于高偏远、低人口密度区域，专业技术人员供给短缺，标的公司需提供显著高于平均薪资水平的工作待遇，保障生产人员稳定，符合偏远地区能源企业“高薪留才”的市场化规律。同行业可比公司的业务分散于东部沿海、中部地区，人口密度高、人才相对供给充足，有关企业无需支付异地招聘的偏远地区溢价。

（2）业务结构方面，标的公司为纯风电运营，而同行业公司多覆盖水电、火电、光伏等多元业务，岗位结构差异导致薪酬基准不同。

（3）统计口径方面，标的公司仅统计直接生产人员，而同行业公司包含行政、销售等薪酬水平较低的岗位，拉低了薪酬均值。

（4）运营效率方面，标的公司人均装机容量显著高于同行业公司平均水平主要因为标的公司首次在陆上大基地风电项目中全部应用 4 兆瓦以上大容量

风机，在相同装机容量前提下，建造风机数量更少，所需运营人数更少。2024年正蓝旗风电 20.37MW/人，北方多伦 18.52MW/人；标的公司更高的运维效率为薪酬溢价提供了合理性支撑。

（三）结合上述情况，分析职工薪酬结转的完整性

报告期内，标的公司职工薪酬主要覆盖生产岗位人员，职工薪酬核算完整。2023年即标的公司生产建设阶段，部分生产人员薪酬按会计准则计入在建工程，2024 年即标的公司转入运营阶段后，生产人员薪酬全部计入营业成本，生产人员核算的薪酬完整准确，不存在遗漏。

四、安全生产费、委托运营费和保险费等的确定依据，相关支出大幅增长的原因；使用安全生产费、委托运营费、保险费和技术服务费等的采购内容，相关支出必要性、采购用途合理性，主要供应商的基本情况、是否与标的公司存在关联关系或专门为标的公司服务，采购价格的公允性及依据，是否存在利益输送的情况；

（一）安全生产费

1、安全生产费金额及变动原因

标的公司安全生产费的具体明细如下表所示：

单位：万元

正蓝旗风电	2025年1-3月	2024年度	2023年度
安全生产服务费-北方公司	412.50	1,650.00	0.00
安全生产费-法定	277.70	869.21	870.10
合计	690.20	2,519.21	870.10
北方多伦	2025年1-3月	2024年度	2023年度
安全生产服务费-北方公司	187.50	750.00	0.00
安全生产费-法定	144.09	449.22	449.22
合计	331.59	1,199.22	449.22

由上表所示，标的公司安全生产费主要包括法定安全生产费和向北方公司支付的安全生产服务费。报告期内，正蓝旗风电计提的安全生产费分别为 870.10 万元、2,519.21 万元及 690.20 万元；北方多伦计提的安全生产费分别为 449.22 万元、1,199.22 万元及 331.59 万元。

报告期内，安全生产费增幅较大，主要原因为 2023 年 6 月起，上都风电项目逐步具备全容量并网发电条件，标的公司由开发建设转为生产经营阶段，因此标的公司于 2024 年起向北方公司支付安全生产服务费所致。

2、法定安全生产费确定依据

根据国务院财政部出台的《关于印发<企业安全生产费用提取和使用管理办法>的通知》（财资〔2022〕136 号）

第四十三条电力生产与供应企业以上一年度营业收入为依据，采取超额累退方式确定本年度应计提金额，并逐月平均提取。

（一）电力生产企业，提取标准如下：

- 1、上一年度营业收入不超过 1000 万元的，按照 3%提取；
- 2、上一年度营业收入超过 1000 万元至 1 亿元的部分，按照 1.5%提取；
- 3、上一年度营业收入超过 1 亿元至 10 亿元的部分，按照 1%提取；
- 4、上一年度营业收入超过 10 亿元至 50 亿元的部分，按照 0.8%提取；
- 5、上一年度营业收入超过 50 亿元至 100 亿元的部分，按照 0.6%提取；
- 6、上一年度营业收入超过 100 亿元的部分，按照 0.2%提取。

第四十八条以上一年度营业收入为依据提取安全生产费用的企业，新建和投产不足一年的，当年企业安全生产费用据实列支，年末以当年营业收入为依据，按照规定标准计算提取企业安全生产费用。

公司法定安全生产费的计提依据如下：

单位：万元

项目	正蓝旗风电			北方多伦		
	2025年1-3月	2024年度	2023年度	2025年1-3月	2024年度	2023年度
上一年度/本年度 风电收入	106,020.32	80,421.00	80,421.00	51,246.06	38,422.20	38,422.20
1000万元以内	7.50	30.00	30.00	7.50	30.00	30.00
1000万元至1亿元	33.75	135.00	135.00	33.75	135.00	135.00
1亿元至10亿元	225.00	704.21	704.21	102.84	284.22	284.22
10亿元至50亿元	14.45	-	-	-	-	-

项目	正蓝旗风电			北方多伦		
	2025年1-3月	2024年度	2023年度	2025年1-3月	2024年度	2023年度
投产年据实列支	-	-	0.89	-	-	-
合计	277.70	869.21	870.10	144.09	449.22	449.22

注：2023 年度标的公司新建和投产不足一年，根据第四十八条规定，当年企业安全生产费用据实列支，年末以当年营业收入为依据，按照规定标准计算提取企业安全生产费用。

3、向北方公司支付的安全生产服务费及其确定依据

根据原国家电力公司 2001 年颁发的《安全生产监督规定》（国电发〔2001〕793 号），电力生产性单位依据资产和管理关系，实行母公司对子公司、总公司对分公司的安全生产监督。电力体制改革后，上述要求被改革后存续的电力生产单位继承。

根据上述要求，北方公司需为下属控股子公司（含上市公司）的发电机组提供安全生产监督与技术服务，包括但不限于组织制订综合性的安全生产管理制度；建立健全生产监督组织机构等。

北方公司为控股子公司发电机组提供相关服务，一方面，由北方公司统一安排电力机组的检修、消缺、出力调度，可确保区域内电网稳定运行以降低消耗；另一方面，有助于更好保障发电企业安全生产。本着合理负担成本费用原则，北方公司与接受安全生产服务的各单位约定，各接受服务单位向北方公司支付安全生产服务费，付费标准按照装机容量 15 元/千瓦计算、按年支付，自 2004 年 1 月 1 日起执行。该付费标准自制定以来未经调整，北方公司对于下属所有发电企业均按照该标准收取安全生产服务费。

根据上述规定，标的公司每年向北方公司支付的安全生产服务费金额如下表所示：

公司	计算依据	金额（万元）
正蓝旗风电	15元/千瓦×110万千瓦	1,650.00
北方多伦	15元/千瓦×50万千瓦	750.00
合计	-	2,400.00

上述安全生产费计提标准报告期内未变化，标的公司 2023 年底完成全部风电项目转固运行，因此自 2024 年起向北方公司支付安全生产服务费，导致 2024 年标的公司整体安全生产服务费增长较大。

综上所述，标的公司安全生产费由法定安全生产费与向北方公司支付的安全生产服务费两部分构成，相关支出具有明确依据、采购内容具有必要性、采购价格公允。其中，法定安全生产费依据《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号）计提，以上一年度营业收入为基数，按超额累退标准分档计算。向北方公司支付的安全生产服务费，依据为《安全生产监督规定》（国电发〔2001〕793号），北方公司作为控股母公司为下属子公司提供安全监督、机组调度等服务，按15元/千瓦/年付费，北方公司对于下属所有发电企业均按照该标准收取安全生产服务费。有关费用均为标的公司日常经营及安全生产必需支出，不属于专门为标的公司服务的行为，价格长期固定且符合制度要求，亦不存在利益输送情况。

（二）委托运营费

1、委托运营费金额及变动原因

标的公司委托运营费的具体明细如下表所示：

单位：万元

公司名称	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	156.02	768.27	284.70
北方多伦	54.47	338.91	243.37

报告期内，正蓝旗风电支付的委托运营费金额分别为284.70万元、768.27万元与156.02万元，占当期主营业务成本比例分别为1.17%、2.30%及1.98%；北方多伦支付的委托运营费金额分别为243.37万元、338.91万元与54.47万元，占当期主营业务成本比例分别为2.17%、2.54%及1.58%。2024年度，委托运营费金额涨幅较大，主要系标的公司风机2023年内陆续转固、2024年为全部并网发电的第一年故委托运营费有所增加。

标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理服务。具体成本分摊方式为：标的公司及上都火电按照装机容量比例分配为上都火电和标的公司共同提供管理服务的全部管理人员薪酬服务成本。以2024年为例，委托运营费的计算方式如下：

单位：万元、万千瓦时

标的公司	待分摊管理人员薪酬总额(A)	标的公司装机容量(B)	上都火电装机容量(C)	标的公司委托运营费(D=A*B/(B+C))
------	----------------	-------------	-------------	------------------------

标的公司	待分摊管理人员薪酬总额(A)	标的公司装机容量(B)	上都火电装机容量(C)	标的公司委托运营费(D=A*B/(B+C))
正蓝旗风电	3,366.38	110	372	768.26
北方多伦	2,860.43	50	372	338.91

注：

- 1、2024 年，上都火电为标的公司提供管理服务的在编人员合计 64 人，上述人员 2024 年度薪酬合计 3,713.74 万元，均计入标的公司 2024 年应分摊管理人员薪酬成本。
- 2、由于标的公司注册地及下属风电场、电气设备分布位置不同，以及由于标的公司资产、经营规模差异导致财务核算工作量有所不同，上都火电在为标的公司提供日常经营管理服务时，对部分岗位进行分工、并指派不同人员分别为正蓝旗风电、北方多伦提供管理服务。

为更合理、公允的考量标的公司应向上都火电支付的委托运营费，以下运用 2024 年数据对标的公司应支付的委托运营费进行模拟测算：首先，报告期内，为核算便利将领导班子成员按照人数划分为两组、分别计入两家标的公司的委托运营费核算范畴，但是领导班子全部成员同时为两家标的公司提供日常管理服务，即，包括领导班子成员在内，共有 50 人同时为上都火电及两家标的公司提供日常管理服务，将该等 50 人年度薪酬按照装机容量占比在上都火电与两家标的公司之间进行分摊；其次，有 12 人在为上都火电提供服务同时仅为正蓝旗风电提供日常管理服务，将该等 12 人年度薪酬按照装机容量占比在上都火电与正蓝旗风电之间进行分摊；再次，有 2 人在为上都火电提供服务同时仅为北方多伦提供日常管理服务，将该等 2 人年度薪酬按照装机容量占比在上都火电与北方多伦之间进行分摊。

根据上述分摊方案（以下简称“模拟测算方案”），对标的公司 2024 年应支付的委托运营费金额测算结果如下表所示：

人员服务情况	人员数量	对应人员薪酬 (A) (万元)	需分摊装机容量 (B) (万千瓦)	分摊费用 (万元)		
				正蓝旗风电 A×C1/B	北方多伦 A×C2/B	上都火电 A×C3/B
				C1=110万千瓦	C2=50万千瓦	C3=372万千瓦
同时为上都火电及两家标的公司提供 服务	50	3,114.68	C1+C2+C3 =532	644.01	292.73	2,177.93
服务上都火电同时 仅服务正蓝旗风电	12	515.04	C1+C3=482	117.54	-	397.50
服务上都火电同时 仅服务北方多伦	2	84.02	C2+C3=422	-	9.96	74.07
合计	64	3,713.74	-	761.55	302.69	2,649.50

人员服务情况	人员数量	对应人员薪酬 (A) (万元)	需分摊装机容量 (B) (万千瓦)	分摊费用 (万元)		
				正蓝旗风电 $A \times C1/B$	北方多伦 $A \times C2/B$	上都火电 $A \times C3/B$
				C1=110万千瓦	C2=50万千瓦	C3=372万千瓦
标的公司2024年实际支付委托运营费				768.26	338.91	

由上表计算结果可见，标的公司 2024 年实际支付委托运营费略大于模拟测算得出的标的公司应支付委托运营费（以下简称“模拟测算结果”）、但二者差异轻微，具体的，正蓝旗风电 2024 年实际支付委托运营费较模拟测算结果多 6.71 万元，北方多伦 2024 年实际支付委托运营费较模拟测算结果多 36.22 万元，两个标的公司 2024 年合计支付委托运营费较模拟测算结果多 42.93 万元。

上都火电与标的公司签署的《委托日常管理服务协议》（以下简称“原协议”）将于 2025 年末到期，双方拟重新签署《委托日常管理服务协议》，协议中将采用上述模拟测算方案对未来标的公司应支付的委托运营费金额进行测算。此外，就此前已经签署的原协议，上都火电与标的公司签署补充协议，约定 2025 年标的公司应支付上都火电的委托运营费亦按照上述模拟测算方案进行测算；此外，补充协议还约定，如证券监管机构或国资监管机构对原协议约定的委托运营费用的计算方式提出整改要求或意见的，甲方、乙方及丙方同意采取相应整改措施，包括但不限于由甲方、乙方向丙方支付现金补偿等，具体以届时相关主管部门的意见为准。

2、采购支出的必要性及采购用途合理性

上都风电项目规划建设前，上都火电已于正蓝旗投产运营 6 台火电机组，装机容量合计达 3720MW。2021 年 11 月，经有关部门决策批准，标的公司在上都火电近区建设上都风电项目。

出于提高人员利用效率和降本增效的双重考量，标的公司与上都火电签署《委托日常管理服务协议》，由上都火电向标的公司提供日常管理服务。在成本分摊方面，双方按照装机容量比例分配管理人员薪酬服务成本。

3、供应商基本情况及关联关系

上都火电指内蒙古上都发电公司、上都第二发电公司，系上市公司控股子公司，地处锡林郭勒盟正蓝旗上都镇，主营火力发电业务，不属于专门为标的公司服务而设立的机构。

供应商基本情况参见本回复“问题 4/五/（一）/1、上都火电基本情况”。

4、交易内容及定价依据

根据《委托日常管理服务协议》，标的公司向上都火电采购的管理运营团队日常管理服务，主要包括经营管理、综合管理、党建管理、人力资源管理、财务核算纪检监督、工会管理、营销管理等服务。交易价格依据管理人员薪酬实际发生额确定、按照各方装机容量分摊。

（三）保险费

1、保险费金额及变动原因

标的公司保险费的具体明细如下表所示：

单位：万元			
公司名称	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	66.93	309.36	54.42
北方多伦	20.69	98.80	23.56

报告期内，正蓝旗风电支付的保险费金额分别为 54.42 万元、309.36 万元与 66.93 万元，占当期主营业务成本比例分别为 0.22%、0.93%及 0.85%；北方多伦支付的保险费金额分别为 23.56 万元、98.80 万元与 20.69 万元，占当期主营业务成本比例分别为 0.21%、0.74%及 0.60%。2024 年度，保险费金额涨幅较大，主要系上都风电项目全容量并网发电后，标的公司风电资产批量转固、投保资产规模相较 2023 年有所增长所致。

2、采购支出的必要性及采购用途合理性

标的公司核心资产为风电设备等固定资产及燃油、备品备件等流动资产。标的公司为其资产购买财产保险服务，主要目的为防范自然灾害及设备运行意外事故等造成的损失。财产保险可覆盖直接损失及残骸清理、修复等相关费用，有关财产保险支出与标的资产实际需求匹配、采购用途具有合理性。

3、供应商基本情况及关联关系

公司名称	永诚财产保险股份有限公司
统一社会信用代码	913100007109328220
注册地址	中国（上海）自由贸易试验区世博馆路200号
法定代表人	魏仲乾
注册资本	217800万元人民币
企业类型	股份有限公司
成立日期	2004-09-27
经营范围	财产损失保险、责任保险、信用保险和保证保险；短期健康保险和意外伤害保险；上述业务的再保险业务，国家法律、法规允许的保险资金运用业务；依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动
主要股东	华能资本服务有限公司（持股64.00%）；枫信金融控股有限责任公司（持股14.95%）；国家能源集团资本控股有限公司（持股10.55%）；深圳能源集团股份有限公司（持股7.98%）；北方联合电力有限责任公司（持股7.92%）等

永诚财产保险股份有限公司（以下简称“永诚财险”）成立于2004年，是由中国华能等大型电力企业集团和产业投资集团共同发起组建的全国性股份制财产保险公司，为广大客户提供全方位的财产保险产品和服务。永诚财险承保财产保险、责任保险、机动车辆保险等各类保险业务，服务范围覆盖电力能源、石油化工、船舶航运、基础建设等各行业和领域。永诚财险不属于专门为标的公司服务而设立的机构。

4、交易内容及定价依据

根据《财产保险单》，标的公司向永诚财险投保电厂财产一切险和机器损坏险，按年度签订保险协议，保费按“保险金额×费率”计算，费率结合资产类型、风险等级及保障范围确定。

（四）技术服务费

1、技术服务费金额及变动原因

报告期内，标的公司计入主营业务成本的技术服务费具体情况如下表所示：

（1）正蓝旗风电

单位：万元

公司名称	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	4,236.79

公司名称	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都第二发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	2,179.25
西安热工研究院有限公司	风场运维技术服务	-	173.87	-
合计		-	173.87	6,416.04

(2) 北方多伦

单位：万元

公司名称	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
内蒙古上都发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	1,925.47
内蒙古上都第二发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	990.57
西安热工研究院有限公司	风场运维技术服务	-	56.33	-
合计		-	56.33	2,916.04

报告期内，标的公司技术服务费主要为向上都火电采购并网技术服务、向西安热工研究院采购工程及设备监理技术服务。报告期内，正蓝旗风电技术服务费金额分别为 6,416.04 万元、173.87 万元及 0 万元；北方多伦技术服务费金额分别为 2,916.04 万元、56.33 万元及 0 万元。

标的公司向上都火电采购的并网技术服务为偶发性关联交易、向西安热工院采购的运维技术服务需按照合同约定，统一于年底结算。2025 年 1-3 月，标的公司暂未发生技术服务费支出。标的公司 2023 年度技术服务费金额较高、后续年度技术服务费大幅下降，主要是由于标的公司向上都火电采购的并网技术服务是服务于标的公司机组并网之目的，待标的公司风机全容量并网之后，不再需要相关并网技术服务。

2、向上都火电采购技术服务

2023 年，正蓝旗风电向上都发电公司、上都第二发电公司采购技术服务金额分别为 4,236.79 万元、2,179.25 万元，占当期采购总额比例分别为 1.79%、0.92%。北方多伦向上都发电公司、上都第二发电公司采购技术服务金额分别为 1,925.47 万元、990.57 万元，占当期采购总额比例分别为 5.39%、2.77%。

(1) 采购支出的必要性及采购用途合理性

标的公司技术服务费主要为并网技术服务、工程及设备监理技术服务。标的公司仅能从上都火电这一特定供应商处采购并网配合技术服务，具体原因包括：

①上都火电与标的公司地处同一区域，共用部分输电通道和基础设施，上都火电配合标的公司并网调试具有必要性；

②上都火电经营的火电机组属于传统发电能源，可作为稳定基荷或调峰电源，在风电机组频繁调启的并网过程中发挥平抑波动、灵活调节效果，确保电网运行稳定性；

③标的公司位于风力资源富集的上都山谷地区，周边无城镇，短期内难招大量专业电气化作业人员。上都风电项目建设中亟需具备丰富行业经验的作业人员完成授电设备的冲击试验、检查等专业操作。而上都火电拥有技术丰富、稳定性高的专业团队，可及时响应标的公司施工作业需求；

④根据相关政策指引，新增的风电项目若“配套”火电机组实施灵活性改造，其并网审批流程将会更为顺利。

(2) 供应商基本情况及关联关系

上都火电指内蒙古上都发电公司、上都第二发电公司，系上市公司控股子公司，地处锡林郭勒盟正蓝旗，主营火力发电业务，不属于专门为标的公司服务而设立的机构。

供应商基本情况参见本回复“问题 4/五/（一）/1、上都火电基本情况”。

(3) 交易内容及定价依据

标的公司已与上都火电签署《并网配合技术服务合同》，约定在上都风电项目开工建设直至全容量投产过程中，上都火电对标的公司提供并网配合技术服务。具体交易内容、定价依据如下：

单位：万元				
服务类型	技术要求	金额	占比	费用构成及定价方式
并网操作配合技术服务	配合上都风电项目完成母线轮停切换操作和母线保护装置轮停切换操作	160.00	1.62%	1、编制操作方案费用
				2、人工费=标准单位人工成本×参与人数
				3、风险费用=标准单位机组包干费用×机组台数
接入配合改造技术服务	500kV 母线差动保护改造，进行安全稳定控制系统改造及联调工作	124.00	1.25%	1、安全稳定控制系统费用=实际改造成本+人工成本
				2、安稳装置联调费用=风电设备投资成本×2%

服务类型	技术要求	金额	占比	费用构成及定价方式
				3、改造工程涉及新增占地费用、协同电网费结合可比交易确定
无功补偿调节技术服务	新能源未配置过电压联切装置前，火电 6 台机组配合新能源提供无功补偿调节服务	28.00	0.28%	按照标的公司购置无功补偿装置设备原价的 2%计取
并网配合技术服务	（1）电网协调服务：协调华北电网多个处室完成资料提报、事务协理等事务性工作	4.00	0.04%	依据标的公司采购同类并网技术服务合计费用报价的 2%计取
	（2）专题研究服务：安稳专题研究、次同步谐振专题研究以及电能质量专题研究等	36.00	0.36%	按照标的公司采购新能源项目科研专题费用总额的 2%计取
	（3）授电、并网检查服务：根据需要调派部分专业人员配合完成项目并网前的检查和授电工作	300.00	3.03%	上都火电公司生产人员年均薪酬×服务时长×服务人次
	（4）电气试验技术服务：按照规程对授电设备配合设备厂家及相关方进行电气试验	4.00	0.04%	其他项目电气试验报价 2%计取
配合调试技术服务	（1）调试方案编制审核服务费：调试阶段，甲方配合完成调试方案的编制和审核工作	4.00	0.04%	调试技术服务金额的 2%计取
	（2）汇集站及升压站调试配合服务费：配合进行 500kV 汇集站及 220kV 升压站的分系统调试、整套启动调试等工作	920.00	9.30%	升压站设备总金额的 2%
	（3）火电机组调整配合服务费：致使网调频繁调停、调启 6 台火电机组，同时影响机组供电煤耗	6,428.00	64.98%	（1）火电机组单次启动成本×调停次数 （2）机组供电煤耗×2023 年综合标煤单价
配套灵活性改造技术服务	按照上都风电项目建设进度以及工期安排完成 6 台火电机组灵活性改造，满足华北电网针对火电机组的调节能力要求	1,884.00	19.05%	6 台火电机组灵活性改造实际成本支出
合计		9,892.00	100.00%	-

注：根据标的公司与上都火电签署的《技术服务协议》，由正蓝旗风电、北方多伦按照装机容量分摊技术服务费，此处列示分摊前的技术服务费合计金额。

由上表所示，并网技术服务费主要包括火电机组调整配合服务费以及配套灵活性改造技术服务费，该两项技术服务支出合计 8,312.00 万元，占比 84.03%。

接入配合改造技术服务、无功补偿调节技术服务及并网配合技术服务中的部分费用根据风电设备投资成本、新增装置设备原价、同类服务费用总额的 2%计取，是以上都火电过往机组的改造、调试实际发生的成本为参照，并考虑本次新增风电机组的装机容量、工作量、实施难度等进行的综合预估，定价具有合理性。

火电机组调整配合服务费金额 6,428.00 万元，依据“单次启动成本×调停次数”

的成本核算模式。其中，单次启动成本考虑机组启停直接成本并考虑机组启停对供电煤耗的额外消耗，单次启动成本与有关能源主管部门规定的 60 万千瓦级别火电机组启动费用申报价格上限可比，定价具有公允性；调停次数按照实际发生次数核算。

配套灵活性改造技术服务实际支出金额为 1,884.00 万元。为实施火电机组灵活性改造，上都火电委托独立第三方机构编制了项目可研报告，但根据可研报告实施全部改造所需时间较长。为配合标的公司风电机组尽快并网、同时减少改造对于上都火电生产经营的影响，上都火电仅实施了部分改造内容，改造成本与可研报告列示的成本相匹配且全部由标的公司承担。

为维护集团内兄弟公司的友好合作关系，经各方协商，上述相关交易以上都火电提供各项服务的实际成本作为交易价格，由标的公司向上都火电支付。

3、向西安热工院采购技术服务

(1) 采购支出的必要性及采购用途合理性

报告期内，标的公司向西安热工院采购工程及设备监理、风场运维技术服务。其中，工程及设备监理用于上都风电项目建设阶段的项目进度管理和质量监控；风场运维技术主要用于上都风电项目运营阶段的日常技术监督，属于上都风电项目运营阶段的必要工作。

(2) 供应商基本情况及关联关系

公司名称	西安热工研究院有限公司
统一社会信用代码	916100004372015347
注册地址	陕西省西安市碑林区兴庆路136号
法定代表人	苏立新
注册资本	300000万元人民币
企业类型	有限责任公司
成立日期	2001-12-06
经营范围	热能动力工程装置、工业过程自动控制系统、化学与材料工程、热工计量测试、环保及节能与节水、新能源发电领域的技术与研究、技术转让、技术咨询与服务；火力发电设计；工程承包与设备成套；上述相关技术领域产品、设备与装置的研制、推广应用及其生产、销售等
股权结构	中国华能持有64.00%股权；国家电力投资集团持有12.00%股权；中国华电集团有限公司持有12.00%股权；国家能源集团资产管理有限公司持有12.00%股权

西安热工研究院有限公司成立于 2001 年，控股股东为中国华能，是我国国家级能源电力技术研发机构和科技型企业。根据中国华能有关决策文件，西安热工院统筹开展中国华能下属发电企业电力生产技术监督管理、电力建设工程设备监理工作，西安热工院不属于专门为标的公司服务而设立的机构。

（3）交易内容及定价依据

根据中国华能《电力技术监督管理办法》《风力发电技术监督管理办法》等技术监督标准，西安热工院对标的公司提供工程及设备监理、日常技术监督服务，交易双方已根据具体服务内容，通过价格谈判机制确定合同价格。

五、报告期内标的公司度电成本、变化情况及原因，标的公司度电成本是否与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配，结合（1）-（4），说明标的公司成本结转完整性

（一）报告期内标的公司度电成本、变化情况及原因

报告期内标的公司度电成本情况如下：

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	风电业务主营业务成本（万元）	7,865.55	33,422.06	24,272.56
	上网电量（万千瓦时）	82,929.71	315,645.32	239,058.57
	单位成本（元/kWh）	0.0948	0.1059	0.1015
北方多伦	风电业务主营业务成本（万元）	3,452.03	13,362.57	11,214.97
	上网电量（万千瓦时）	42,011.82	152,443.27	118,503.61
	单位成本（元/kWh）	0.0822	0.0877	0.0946

报告期内，正蓝旗风电的度电成本分别为 0.1015 元/kWh、0.1059 元/kWh 及 0.0948 元/kWh，北方多伦的度电成本分别为 0.0946 元/kWh、0.0877 元/kWh 及 0.0822 元/kWh。标的公司度电成本总体呈下降趋势，主要由于风机 2023 年内陆续转固、并于 2023 年全部并网发电，2024 年全部风机完整运行 12 个月，因此发电量相较 2023 年大幅增加，发电量增加分摊了部分固定成本，因此单位成本有所下降。

（二）标的公司度电成本与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配

1、标的公司度电成本与装机容量匹配

标的公司装机容量为 160 万千瓦，是国家发改委、国家能源局认定的《第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目》，项目装机容量大，单体风场的装机容量越大，可显著分摊土地、基建、设备采购等固定成本，并间接降低运营成本；此外，标的公司是全国首个全部应用 4.5 兆瓦及以上大容量风机的陆上大型能源基地项目，单体风机大型化可通过增加单台风机的装机容量减少风机使用台数、单瓦其他零部件的用量以及摊薄吊装施工等其它成本，最终实现风电投资度电成本的降低。

2、标的公司度电成本与所在区域风力条件、可利用小时数匹配

标的公司位于内蒙古自治区锡林郭勒盟正蓝旗及多伦县境内，此处位于内蒙古高原东南部，属于中温带大陆性气候，受蒙古高压和西伯利亚冷空气影响显著，常年风力强劲且稳定。该区域年平均风速普遍在 6-8 米/秒以上，部分高风速区域可达 8-10 米/秒，远超风力发电“经济风速”（通常需 ≥ 5.5 米/秒）的门槛。同时，其风能密度（单位面积内可利用的风能功率）较高，多数区域在 200-300 瓦/平方米，部分风口地带可达 300 瓦/平方米以上，属于风能资源“丰富区”（风能密度 ≥ 200 瓦/平方米即具备商业开发价值），风机发电效率和年利用小时数将得到有效提升。

高风速使风机更易达到满功率或接近满功率运行，可直接延长有效发电时长；风向稳定、风速波动小，且无复杂地形导致的湍流干扰，可显著减少风速骤变导致的保护性停机及湍流引发的运维停机，也进一步保障了可利用小时数的。

3、标的公司度电成本与同区域可比公司相匹配

经检索，未有上市公司披露其单独在内蒙古地区运营的风电场之度电成本数据，通过公开信息查询如下：

序号	项目	主要内容	信息来源	简要分析
1	国家电投集团乌兰察布风电基地一期600	2025年1月至5月，工程累计输出绿电19.72亿千瓦时，度电成本降至79.5元	https://www.toutiao.com/article/7520532385214251560/?upstream_biz=doubao&source=	装机容量600万千瓦，度电成本0.0795 元/kWh，与标的公司度

序号	项目	主要内容	信息来源	简要分析
	万千瓦示范项目	/千千瓦时，处于国内同期同类项目领先水平	e=m_redirect	电成本处于同于水平
2	华润电力新能源太仆寺旗300MW风电项目	本项目总投资198,797.25万元，总装机容量为300MW，年上网发电量为89528.82万kWh，年单机等效满负荷运行小时数为2984h	http://www.nmgjljjc.com/uploadfile/2021/0820/20210820092304845.pdf	装机容量300MW，按照总投资及年上网电量推算的度电成本约0.1110元/kWh，略高于标的公司度电成本

六、标的公司财务费用与其借款金额的匹配性，相关借款的借款方、是否与标的公司存在关联关系，借款利率公允性，对评估预测、折现率和评估值等的影响

（一）标的公司财务费用与其借款金额的匹配性

报告期内，标的公司财务费用-利息费用与借款金额的匹配情况如下：

单位：万元

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	借款期末余额	266,656.34	269,759.91	288,699.91
	其中：短期借款期末余额	-	3,000.00	-
	长期借款期末余额	266,656.34	266,759.91	288,699.91
	借款加权平均余额	261,655.86	285,383.01	266,673.29
	其中：短期借款加权平均余额	521.89	25.87	133.74
	长期借款加权平均余额	261,133.97	285,357.14	266,539.55
	借款利息	1,403.82	7,353.72	7,976.15
	借款平均利率	2.15%	2.58%	2.99%
	主要借款利率区间	2.30%-3.65%		
北方多伦	借款期末余额	82,087.19	83,690.87	126,215.84
	其中：短期借款期末余额	-	-	-
	长期借款期末余额	82,087.19	83,690.87	126,215.84
	借款加权平均余额	82,789.16	146,838.06	123,092.75
	其中：短期借款加权平均余额	-	6,409.05	-
	长期借款加权平均余额	82,789.16	140,429.01	123,092.75
	借款利息	483.12	3,975.89	3,610.34
	借款平均利率	2.33%	2.71%	2.93%
	主要借款利率区间	2.30%-3.65%		

注：2025年1-3月的借款平均利率已年化处理。

报告期内，标的公司借款利率均处于主要金融机构现行借款利率区间

2.30%-3.65%内，标的公司经营规模较大、信用资质良好，优先选择融资成本较低的金融机构借款，故平均借款利率较低。标的公司利息费用与相关借款具有匹配性。

(二) 相关借款的借款方、是否与标的公司存在关联关系

截止报告期末，标的公司借款方、借款金额及关联关系如下表所示：

单位：万元

标的公司	借款单位名称	款项性质	2023.1.1 余额	借入金额	偿还金额	2025.3.31 余额	是否存在 关联关系
正蓝旗风电	北方联合电力公司	短期借款	-	6,600.00	6,600.00	-	是
	北方联合电力公司	长期借款	30,000.00	-	30,000.00	-	是
	国家开发银行内蒙古自治区分行	长期借款	69,101.00	33,839.89	49,932.33	53,008.56	否
	招商银行呼和浩特支行	长期借款	2,900.00	-	310.71	2,589.29	否
	中国工商银行锡盟敦达浩特分理处	长期借款	-	4,000.00	208.00	3,792.00	否
	中国建设银行上都电厂支行	长期借款	66,834.42	2,450.00	3,500.00	65,784.42	否
	中国进出口银行内蒙古自治区分行	长期借款	11,400.00	-	950.00	10,450.00	否
	中国民生银行股份有限公司呼和浩特分行	长期借款	6,000.00	-	462.00	5,538.00	否
	中国农业银行正蓝旗支行	长期借款	13,491.00	-	130.80	13,360.20	否
	中国银行多伦县支行	长期借款	34,974.60	85,552.67	8,393.39	112,133.88	否
北方多伦	北方联合电力公司	短期借款	-	20,880.00	20,880.00	-	是
	北方联合电力公司	长期借款	20,000.00	30,820.00	50,820.00	-	是
	中国工商银行锡盟敦达浩特分理处	长期借款	1,297.77	2,000.00	3,297.77	-	否
	中国建设银行股份有限公司多伦支行	长期借款	66,351.10	5,000.00	10,765.06	60,586.04	否
	中国民生银行股份有限公司呼和浩特分行	长期借款	12,631.25	-	7,200.46	5,430.79	否
	中国农业银行正蓝旗支行	长期借款	3,273.00	-	3,273.00	-	否
	中国银行多伦县支行	长期借款	11,003.95	41,471.15	35,023.79	17,451.31	否

（三）借款利率公允性，对评估预测、折现率和评估值等的影响

根据前述测算，报告期内正蓝旗风电借款利率分别为 2.99%、2.58%及 2.15%，北方多伦借款利率分别为 2.93%、2.71%及 2.33%。标的公司报告期内借款利率均处于主要金融机构现行借款利率区间 2.30%-3.65%内，借款利率具备公允性。

根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，“债权期望报酬率一般可以全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）为基础调整得出；也可以采用被评估企业的实际债务利率，但其前提是其利率水平与市场利率不存在较大偏差。”

付息债务平均年利率选取市场化同类型企业能获取的实际利率，即在评估基准日 5 年期以上 LPR 基础上考虑一定的利率下浮。本次评估参考中国华能集团有限公司基准日近期融资成本指导线，5 年期以上利率下浮 105BP，最终确定付息债务平均年利率为 2.55%，符合指引相关要求。2024 年，正蓝旗风电实际借款平均利率为 2.58%，北方多伦风电实际借款平均利率为 2.71%，付息债务资本成本与标的公司 2024 年实际借款利率水平相近。因此标的公司实际借款利率对评估预测、折现率和评估值等不存在重大影响。

七、核查程序和核查意见

（一）核查程序

1、对成本费用完整性的核查

独立财务顾问和会计师对成本费用完整性的核查如下：

1、了解标的公司采购与付款循环相关的内部控制流程、内部控制制度以及各项关键控制点；

2、获取标的公司的成本明细表，对其成本归集、核算进行检查，结合收入情况对成本和毛利率的变动进行分析，识别成本和毛利率变动是否异常及评估相关变动原因是否合理；

3、对标的公司报告期内的成本执行检查程序，将报告期内成本确认的金额与标的公司主要采购合同、结算单、发票、记账凭证、银行回单等文件进行对比，

验证营业成本的真实性和金额的准确性；

4、对标的公司报告期内的成本执行截止性测试，就资产负债表日前后记录的收入交易选取样本，核对采购合同、结算单及其他支持性文件，确认成本是否计入正确的会计期间；

5、查询标的公司主要供应商的工商资料，核查主要供应商的背景信息；

6、对报告期内标的公司的主要供应商进行实地走访，了解主要供应商基本情况、与标的公司的合作历史、主要合作内容、付款条款、合同签署情况、关联关系等情况；

①独立财务顾问执行的访谈程序

A 正蓝旗风电

	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	783.60	21,508.53	237,322.61
向走访供应商采购金额（万元）（B）	568.52	12,797.28	227,830.86
向走访供应商采购金额比例（C=B/A）	72.55%	59.50%	96.00%

B 正蓝旗风电

	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	287.44	5,422.17	35,739.30
向走访供应商采购金额（万元）（B）	241.97	3,446.29	33,374.50
向走访供应商采购金额比例（C=B/A）	84.18%	63.56%	93.38%

②会计师执行的访谈程序

A 正蓝旗风电

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
访谈供应商采购金额（A）		10,275.25	221,127.29
采购总额（B）	752.43	21,362.05	241,458.61
访谈供应商采购金额占比（C=A/B）		48.10%	91.58%

B 北方多伦

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
----	-----------	--------	--------

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
访谈供应商采购金额（A）		2,310.21	30,212.26
采购总额（B）	597.16	5,249.69	37,222.96
访谈供应商采购金额占比（C=A/B）		44.01%	81.17%

7、对报告期内标的公司主要供应商采购情况执行函证程序，发函询证标的公司采购金额、应付账款余额等与主要客户账面记录是否相符，对未回函及回函不符的供应商采取替代测试，核实采购真实性、准确性；

①独立财务顾问执行的函证程序

A 正蓝旗风电

项目	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	783.60	21,508.53	237,322.61
函证确认金额（万元）（B）	445.80	18,532.13	230,226.20
回函比例（C=B/A）	56.89%	86.16%	97.01%

B 北方多伦

项目	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	287.44	5,422.17	35,739.30
函证确认金额（万元）（B）	202.63	4,507.20	33,649.49
回函比例（C=B/A）	70.49%	83.13%	94.15%

②会计师执行的函证程序

A 正蓝旗风电

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
采购金额（A）	752.43	21,362.05	241,458.61
采购发函金额（B）	642.55	20,396.30	235,392.11
发函比例（C=B/A）	85.40%	95.48%	97.49%
采购回函金额（D）	642.55	16,458.04	233,226.69
回函比例（E=D/B）	100.00%	80.69%	99.08%
应付账款余额（F）	1,140.91	677.87	6,807.71
应付账款发函金额（G）	1,021.43	638.74	6,801.00
发函比例（H=G/F）	89.53%	94.23%	99.90%
应付账款回函金额（I）	1,010.03	627.34	6,801.00

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
回函比例 (J=I/G)	98.88%	98.22%	100.00%
其他应付账款余额 (F)	94,218.35	95,283.41	132,270.96
其他应付账款发函金额 (G)	94,014.31	94,696.33	131,363.64
发函比例 (H=G/F)	99.78%	99.38%	99.31%
其他应付账款回函金额 (I)	90,235.82	90,704.72	129,574.13
回函比例 (J=I/G)	95.98%	95.78%	98.64%

B 北方多伦

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
采购金额 (A)	597.16	5,249.69	37,222.96
采购发函金额 (B)	560.72	5,165.03	35,271.40
发函比例 (C=B/A)	93.90%	98.39%	94.76%
采购回函金额 (D)	560.72	5,068.16	34,917.24
回函比例 (E=D/B)	100.00%	98.12%	99.00%
应付账款余额 (F)	745.41	276.76	3,102.90
应付账款发函金额 (G)	697.57	262.82	3,091.00
发函比例 (H=G/F)	93.58%	94.97%	99.62%
应付账款回函金额 (I)	689.97	255.22	3,091.00
回函比例 (J=I/G)	98.91%	97.11%	100.00%
其他应付账款余额 (F)	22,565.84	23,733.31	38,368.62
其他应付账款发函金额 (G)	22,546.48	23,694.25	38,290.30
发函比例 (H=G/F)	99.91%	99.84%	99.80%
其他应付账款回函金额 (I)	22,210.33	23,261.23	37,936.14
回函比例 (J=I/G)	98.51%	98.17%	99.08%

8、获取标的公司借款合同、还款凭证、发票、银行回单等资料，执行检查、重新计算等程序，验证账面借款利息费用的准确性；

9、访谈标的公司财务人员，了解公司无销售费用、管理费用的原因；

10、查阅同行业可比公司公开披露文件，查询标的公司销售费用、管理费用在生产成本中进行核算是否符合行业惯例。

2、其他事项核查程序

(1) 取得标的公司成本费用明细表，并与同行业可比公司成本构成进行对

比；了解标的公司主营业务成本和各类成本变动的原因并分析合理性。

（2）取得标的公司折旧费明细表，对固定资产执行盘点程序，了解标的公司在建工程供应商的遴选过程，并分析折旧年限与企业会计准则、行业惯例的匹配性。

（3）获取标的公司报告期期末的员工名册、组织结构图，确认员工专业分类及数量变动，核实员工结构真实性。

（4）核查标的公司风电机组质保合同，确认质保期范围及风机厂商驻场运维义务；查阅市场案例，了解风机行业上市公司质保期服务模式。

（5）获取标的公司报告期内职工薪酬明细，了解薪酬变动趋势及核算方法；

（6）查阅电力行业市场案例，了解同行业可比公司薪酬水平、人均薪酬变动趋势及业务特点。

（7）查阅标的公司会计凭证及明细账，了解生产人员薪酬会计处理方式。

（8）核对生产人员薪酬计提凭证与实际发放记录，检查是否存在薪酬漏计、少计情况。

（9）获取《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号）、《安全生产监督规定》（国电发〔2001〕793号），核实安全生产费的确定依据与计提规则。

（10）获取为上都火电和标的公司共同提供管理服务的人员花名册，与标的公司日常业务审批流程、考勤表等人员名单等进行核对，复核标的公司全部管理人员是否均按照《委托日常管理服务协议》由上都火电委派；取得上述人员的工资计算表、工资发放对账单等，确认上述人员薪酬是否计提完整、准确。

（11）获取标的公司与永诚财险签署的《财产保险单》，确认投保标的、险种及定价原则。

（12）获取标的公司与上都火电的《并网配合技术服务合同》、与西安热工院的《运维技术服务合同》，确认服务内容，了解交易背景。

（13）取得标的公司银行借款明细表，并对银行借款与利息费用的匹配关系进行测算；获取评估明细表，对比标的公司实际借款利率与评估所采用的付息债

务平均年利率。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、会计师认为：

1、对成本费用完整性的核查结论

标的公司营业成本、期间费用构成及变动合理，报告期内营业成本及期间费用在所有重大方面真实、准确、完整。

2、其他事项核查意见

（1）已列示标的公司各类成本的主要内容、相关支出的主要用途；标的公司成本构成与同行业可比公司基本一致，存在差异具备合理性；标的公司主营业务成本和各类成本变动情况存在合理原因，两家标的公司变动趋势基本一致，不存在较大差异；

（2）标的公司折旧费由发电设备、变电、配电设备等折旧构成；报告期期末标的公司固定资产具备完整性，入账价值具备公允性，转固时点准确，折旧年限符合行业惯例和会计准则要求；折旧费用完整、折旧费增长与机组建设进度、收入增长匹配；

（3）标的公司员工均为生产人员；标的公司员工规模较少，符合标的公司业务开展方式、组织架构及行业特点；标的公司员工结构和员工规模具有合理性。标的公司职工薪酬均为生产人员工资、社会保障及福利，标的公司员工平均职工薪酬与同行业公司不存在较大差异；职工薪酬结转完整准确。

（4）标的公司安全生产费、委托运营费和保险费具有明确依据，相关支出大幅增长的原因系标的公司由生产向运营阶段转换，具有合理原因；安全生产费、委托运营费、保险费和技术服务费等采购内容据实发生，具备交易必要性、采购用途合理性，主要供应商与标的公司存在关联关系，但均不属于专门为标的公司服务的企业；采购价格具有公允性，相关采购不存在利益输送情况。

（5）报告期内标的公司度电成本总体呈下降趋势，主要由于风机 2023 年内陆续转固、并于 2023 年全部并网发电，2024 年全部风机完整运行 12 个月，因此发电量相较 2023 年大幅增加，发电量增加分摊了部分固定成本；标的公司度

电成本与其装机容量、所在区域风力条件和可利用小时数以及同区域可比公司相匹配；

（6）标的公司财务费用与其借款金额匹配，借款利率对评估预测、折现率和评估值等不存在重大影响。

问题 10. 关于标的公司毛利率和盈利水平

重组报告书披露，（1）标的公司采用完全成本法，其管理费用和销售费用在生产成本中进行核算；（2）报告期内标的公司正蓝旗风电主营业务毛利率分别为 69.52%、68.39%和 70.40%；标的公司北方多伦毛利率分别为 70.48%、73.87%和 73.47%；（3）报告期内同行业可比公司毛利率分别为 50.94%、50.45%和 44.91%，低于标的公司，主要原因系标的公司所在区域风力资源较为丰富，风机均处于质保期内，运维成本较低。

请公司披露：（1）报告期内标的公司毛利率变化的原因，不同标的公司毛利率及其变动存在差异的合理性；（2）同行业可比公司是否采用完全成本法进行核算，请在同一口径下对比标的公司与同行业可比公司的毛利率；进一步对比标的公司与同行业可比公司销售净利率情况，分析标的公司销售净利率较高的合理性；（3）标的公司平均可利用小时数与同行业可比公司的对比情况，结合上述情况，量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性，进一步对比标的公司与同区域可比公司的毛利率，说明标的公司毛利率较高的合理性；（4）预测期内标的公司运维成本变化情况及合理性，进一步分析预测期内标的公司毛利率变动情况，是否与同行业可比公司处于可比区间内；（5）结合预测期内毛利率变化情况、同行业可比公司毛利率情况等，说明标的公司毛利率是否存在下滑风险，并视情况进行重大风险提示。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见，请评估师核查（4）并发表明确意见。

回复：

一、报告期内标的公司毛利率变化的原因，不同标的公司毛利率及其变动存在差异的合理性

报告期内，标的公司主营业务毛利率如下表所示：

单位：元/kWh				
标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	售电均价	0.3204	0.3349	0.3331
	单位成本	0.0948	0.1059	0.1015

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
	毛利率	70.40%	68.39%	69.52%
北方多伦	售电均价	0.3097	0.3355	0.3205
	单位成本	0.0822	0.0877	0.0946
	毛利率	73.47%	73.87%	70.48%

（一）2024 年度相较 2023 年度主营业务毛利率变动原因

1、售电均价变动

2024 年度较 2023 年度，标的公司售电均价有所提升，主要原因是 2023 年 1-3 月，标的公司处于试运行期、上网电费按照相对较低的当地火电标杆电价 0.2829 元/kWh（不含税 0.2504 元/kWh）结算，因此拉低了 2023 年全年的平均电价；自 2023 年 4 月起，标的公司风电开始市场化交易，以签署的中长期协议为基础确定结算电价，售电均价较此前有所提升。

2、单位成本变动

2024 年度较 2023 年度，正蓝旗风电单位成本上升 4.33%、北方多伦单位成本下降 7.29%。正蓝旗风电单位成本上升是由于 2023 年底储能项目转固，2024 年储能项目折旧成本较高所致；北方多伦单位成本下降，主要由于其风机 2023 年上半年并未全容量并网、而 2024 年其风机全容量并网运行 12 个月因而发电量相较 2023 年大幅增加，发电量增加分摊了部分固定成本，因此单位成本有所下降。

上述售电均价及单位成本的变动，综合导致了毛利率变动。

（二）2025 年 1-3 月相较 2024 年度主营业务毛利率变动原因

1、售电均价变动

2025 年 1-3 月较 2024 年度，标的公司售电均价有所下降，主要由于 2025 年 1-3 月标的公司“负偏差”考核电价增加所致。

标的公司风电参与市场化交易。华北电网以月为单位、按照标的公司在北京电力交易中心备案的每一笔电子交易确认单中约定的电量与电价，计算当月“照付不议”结算电费；对于标的公司当月实际上网电量不足合同约定的电量，按照“负偏差”考核电价计算该部分电量的电费后，从标的公司当月“照付不

议” 结算电费中扣除。2025 年 1-3 月“负偏差”较高，主要由于受同区域新能源发电的竞争、下游用电需求等多重因素影响，实际上网电量不足合同约定电量。

此外，由于新能源发电机组出力受到自然条件影响较大，当新能源发电机组出力不足时，电网公司为保障电网安全稳定运行、平衡电力供需，将要求火电等稳定电源根据调度指令快速启动或停运机组，以应对电力系统突发需求或故障，火电等稳定电源将按照相关规则收取调峰辅助服务费用，电网公司按发电量比例将调峰辅助服务费用分摊至包括标的公司在内的接受服务的发电企业，上述服务费用也将在结算电费中扣除。

综上，“负偏差”考核电价、调峰辅助费用的增加共同导致了标的公司 2025 年 1-3 月售电均价下降。

2、单位成本变动

2025 年 1-3 月较 2024 年度，正蓝旗风电单位成本下降 10.48%、北方多伦单位成本下降 6.27%，主要由于标的公司年终奖于年末计提，故 2024 年度主营业务成本中包含此部分职工薪酬而 2025 年 1-3 月暂未包含；此外，1-3 月处于标的公司所在地风资源较为丰富的冬春季节，标的公司 1-3 月月均上网电量相较于全年均值更大，上网电量的增加导致分摊后的单位固定成本进一步降低。

(三) 不同标的公司毛利率及其变动存在差异的合理性

1、不同标的公司各年合同电价存在差异

不同标的公司独立与客户签订中长期协议、协议价格存在一定差异，导致标的公司售电单价存在一定差异。报告期内标的公司签订的中长期合同平均价格如下表所示：

单位：元/kWh

标的公司	2025年1-3月	2024年度
正蓝旗风电	0.3615	0.3515
北方多伦	0.3595	0.3511

注：2023 年 1-3 月，标的公司处于试运行期，根据与电网公司确定的售电结算方式，2023 年 1-3 月标的公司售电均价按照火电标杆电价 0.2829 元/kWh(不含税 0.2504 元/kWh)计算，因此未列示 2023 年全年中长期合同平均价格。

2、储能电站折旧成本

报告期内，正蓝旗风电毛利率增长幅度小于北方多伦，主要原因系 2023 年底储能项目转固后其后续年度储能项目折旧成本较高。

3、不同标的公司实际上网电量与合同电量的偏差率存在差异

标的公司属于平价上网新能源企业，所发电量全部通过市场化方式消纳。具体来说，标的公司应与政府主管部门准入的电力批发用户、售电公司（以下简称“购电企业”）达成年度或月度电量交易意向、并在北京电力交易中心备案，备案通过后由北京电力交易中心出具电子交易确认单，经上述备案确认的电量即为华北电网与标的公司每月结算电费时的合同电量。若标的公司实际上网电量与合同电量存在差异，电网公司将进行“正/负偏差”考核，偏差率将对售电均价产生影响。

若不同标的公司下属各风电场实际来风量与预测风量的存在差异，或各个风电场实时来风情况导致华北电网电量调度决策存在差异，均可能造成不同标的公司实际上网电量与合同电量的偏差率存在差异。

二、同行业可比公司是否采用完全成本法进行核算，请在同一口径下对比标的公司与同行业可比公司的毛利率；进一步对比标的公司与同行业可比公司销售净利率情况，分析标的公司销售净利率较高的合理性

（一）同行业可比公司是否采用完全成本法进行核算

标的公司作为基层生产单位，主营业务为发电，产品经过一次生产直接供应至客户，且发电业务的特殊性导致标的公司无库存商品及在产品，无法区分生产环节与期间费用，采用完全成本法符合标的公司业务实质。

经检索，同行业可比公司中存在下属电厂期间费用在成本中核算的情况，如《华电国际电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）》中披露：“报告期内，江苏公司期间费用率低于同行业可比上市公司平均水平，主要系江苏公司下属发电企业作为基层生产单位，主营业务为发电以及供热，产品经过一次生产直接供应至客户，该等发电企业采用完全成本法，其管理费用和销售费用在生产成本中进行核算所致。”

（二）在同一口径下对比标的公司与同行业可比公司的毛利率

将同行业可比公司按照完全成本法的核算方式将管理费用和销售费用模拟调整至主营业务成本后，与标的公司毛利率对比如下：

公司代码	可比公司	2025年1-3月	2024年度	2023年度
000862.SZ	银星能源	35.78%	28.81%	28.28%
601619.SH	嘉泽新能	56.62%	53.14%	54.69%
601016.SH	节能风电	46.74%	45.71%	50.04%
603693.SH	江苏新能	50.94%	44.73%	42.69%
平均值		47.52%	43.10%	43.92%
正蓝旗风电		70.40%	68.39%	69.52%
北方多伦		73.47%	73.87%	70.48%

将同行业可比公司毛利率按照完全成本法调整后，报告期内标的公司毛利率依然高于同行业可比公司风电业务毛利率，主要原因为：标的所处全国风力资源优质的内蒙古东部地区，其自然条件均较为良好，风力资源均较为丰富，平均可利用小时数较高，而上述其他从事风力发电的公司规模较大，风机遍布全国多个省份，平均可利用小时数相对较低；标的并网时间较短，报告期风机均处于质保期内，运维成本较低。

（三）进一步对比标的公司与同行业可比公司销售净利率情况，分析标的公司销售净利率较高的合理性

标的公司与同行业可比公司销售净利率对比情况如下表所示：

公司代码	可比公司	2025年1-3月	2024年度	2023年度
000862.SZ	银星能源	23.94%	7.49%	12.91%
601619.SH	嘉泽新能	36.42%	26.06%	33.52%
601016.SH	节能风电	31.20%	27.28%	31.02%
603693.SH	江苏新能	33.43%	23.70%	28.07%
平均值		31.25%	21.13%	26.38%
正蓝旗风电		58.83%	61.24%	61.94%
北方多伦		65.64%	67.15%	63.74%

标的公司高于同行业可比公司销售净利率，除上述毛利率较高的原因外，还由于标的公司财务费用率较低、所得税费用占收比较低所致。

标的公司财务费用率与可比公司对比如下：

公司代码	可比公司	2025年1-3月	2024年度	2023年度
000862.SZ	银星能源	10.28%	10.77%	13.82%
601619.SH	嘉泽新能	17.22%	20.99%	21.41%
601016.SH	节能风电	12.16%	13.28%	14.77%
603693.SH	江苏新能	10.00%	11.75%	12.70%
平均值		12.42%	14.20%	15.68%
正蓝旗风电		5.15%	6.88%	7.45%
北方多伦		3.61%	7.61%	6.99%

标的公司财务费用率显著低于可比公司，主要由于标的公司均为单体公司，北方公司设立标的公司时的实缴资本金额较大，以支持其进行项目建设，因此标的公司对外借款比例较小；此外，2024 年北方多伦引入中银金融产投作为投资者，中银金融产投对北方多伦增资 10 亿元，增资款在 2024 年末已全部用于偿还对外借款，故 2025 年 1-3 月北方多伦财务费用率进一步下降。

标的公司所得税费用占收比与可比公司对比如下：

公司代码	可比公司	2025年1-3月	2024年度	2023年度
000862.SZ	银星能源	3.82%	0.58%	0.80%
601619.SH	嘉泽新能	5.11%	5.57%	2.58%
601016.SH	节能风电	5.93%	4.83%	4.42%
603693.SH	江苏新能	7.70%	6.80%	6.03%
平均值		5.64%	4.45%	3.46%
正蓝旗风电		5.10%	0.18%	-
北方多伦		5.97%	0.34%	-

根据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号）规定，对居民企业（以下简称企业）经有关部门批准，从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定范围、条件和标准的公共基础设施项目的投资经营所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。标的公司于 2022 年发电运营，并于当年申报并享受上述优惠政策，因此，标的公司 2022 年至 2024 年免征企业所得税，2025 年至 2027 年减半征收企业所得税。同时，标的公司享受西部大开发所得税优惠政策。因此

2023-2024 年度标的公司所得税率显著低于可比公司。

三、标的公司平均可利用小时数与同行业可比公司的对比情况，结合上述情况，量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性，进一步对比标的公司与同区域可比公司的毛利率，说明标的公司毛利率较高的合理性

（一）标的公司平均可利用小时数与同行业可比公司的对比情况，量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性

报告期内，标的公司平均可利用小时数与同行业可比公司的对比情况如下：

公司名称	机组发电小时数	
	2024年度	2023年度
银星能源	1,650.00	1,559.00
嘉泽新能	2,643.00	2,644.68
节能风电	2,163.00	2,331.00
江苏新能	2,433.00	2,288.00
可比公司平均值	2,222.25	2,205.67
正蓝旗风电	2,999.59	2,273.57
北方多伦	3,182.95	2,479.78
标的公司平均值	3,091.27	2,376.68

注：可比公司实际发电小时数取自其公开披露的年度报告或反馈回复文件。

标的公司所处全国风力资源优质的内蒙古东部地区，其自然条件均较为良好，风力资源均较为丰富，平均可利用小时数较高，而上述其他从事风力发电的公司规模较大，风机遍布全国多个省份，平均可利用小时数相对较低。

因可比公司均未披露可利用小时数数据，且实际发电小时数是通过实际发电量/装机容量计算得到，更能反映报告期内风力发电机组自身发电性能、机组故障率、可靠运行时间及发电效率等情况，因此就实际发电小时数与毛利率的关系进行量化分析。

假设可比公司实际发电小时数提升，即可比公司营业收入增加，而成本不变，毛利率将有所提升。以下为以 2024 年度为例进行的模拟测算：

公司名称	2024年度实际发电小时数（小时）	2024年度实际毛利率	假设提升至标的公司平均水平后的发电小时数（小时）	收入增长倍数（倍）	发电小时数提升后的毛利率
银星能源	1,650.00	28.81%	3,091.27	1.87	62.00%

公司名称	2024年度实际发电小时数（小时）	2024年度实际毛利率	假设提升至标的公司平均水平后的发电小时数（小时）	收入增长倍数（倍）	发电小时数提升后的毛利率
嘉泽新能	2,643.00	53.14%	3,091.27	1.17	59.94%
节能风电	2,163.00	45.71%	3,091.27	1.43	62.01%
江苏新能	2,433.00	44.73%	3,091.27	1.27	56.50%
平均值					60.11%

注：上表中“2024 年度实际毛利率”是将同行业可比公司按照完全成本法的核算方式将管理费用和销售费用模拟调整至主营业务成本后的毛利率。

此外，报告期内标的公司风机均处于质保期内，设备维护由厂商和总承包方承担，运维成本较低；出质保后，运维成本进入上升通道，总成本随之增加。根据评估报告，标的公司出质保后，材料费及修理费相较于报告期将大幅上升，相关费用预测依据及预测金额如下：

序号	主营业务成本	预测依据	数据对比	
			2024 年实际数（万元）	预测期数据（万元）
1	材料费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内每年 6 元/kW，质保期外每年 30 元/kW	33.11	660-3300
2	修理费	根据中国华能集团有限公司定额并结合企业实际情况进行预测，质保期内按 12.15 元/kW，期外按 38 元/kW；对于储能项目的修理费，根据储能项目可研报告进行预测，质保期内 0 元/kWh，质保期外 10 元/kWh，质保期 3 年	170.17	1336.5-4780

假设标的公司报告期内均按照出质保后的状态计提材料费及修理费，则标的公司成本增加、毛利率将有所下降。假设标的公司 2024 年度就承担出质保后的材料费及修理费，则标的公司 2024 年模拟测算的毛利率如下表所示：

单位：万元

标的公司	2024年度实际数据			2024年度模拟测算数据		
	主营业务收入	主营业务成本	主营业务毛利率	主营业务收入	主营业务成本	主营业务毛利率
正蓝旗风电	105,725.23	33,422.06	68.39%	105,725.23	41,502.06	60.75%
北方多伦	51,137.82	13,362.57	73.87%	51,137.82	16,762.57	67.22%

注：2024 年度模拟测算数据中的主营业务成本测算逻辑：正蓝旗风电装机容量为 1,100,000kW 、 储 能 项 目 装 机 600,000kWh ， 新 增 年 运 维 成 本 $(30+38)*1,100,000+10*600,000=80,800,000$ 元；北方多伦装机容量为 500,000kW，新增年运维成本 $(30+38)*500,000=34,000,000$ 元。

由上述可见，实际发电小时数及质保期内运维成本较低将显著影响毛利率水

平。可比上市公司模拟发电小时数提升后，2024 年平均毛利率水平提升至 60.11%；标的公司按照出质保后承担材料费及修理费，2024 年模拟测算毛利率水平下降至 60.75%及 67.22%。综合考虑上述两个因素影响进行模拟测算后，正蓝旗风电毛利率水平与可比上市公司毛利率水平相当，北方多伦毛利率水平略高于可比上市公司毛利率水平。模拟测算后，北方多伦毛利率水平略高于可比上市公司，一方面由于北方多伦 2024 年机组利用小时数更高，另一方面由于其风机单机容量较大、摊低了度电成本。

（二）对比标的公司与同区域可比公司的毛利率，说明标的公司毛利率较高的合理性

内蒙古京能岱海新能源有限公司，为上市公司京能电力（600578.SH）控股子公司，其风电装机位于内蒙古自治区、全部装机容量 150 万千瓦、电量全部送往华北电网消纳，各方面情况与标的公司较为相似。根据京能电力定期报告，内蒙古京能岱海新能源有限公司 2024 年及 2025 年 1-6 月净利率分别为 84.97%、81.03%。

除内蒙古京能岱海新能源有限公司外，本次市场法评估所选取的其他可比交易案例，其风电场亦位于内蒙古区域。尽管各可比案例的评估基准日存在差异，且所披露的数据对应期间与标的公司报告期亦不统一，但仍具备一定参考价值。从毛利率维度来看，标的公司报告期内的毛利率水平与可比交易案例处于相似区间，整体具备较强可比性。可比交易案例在评估基准日当期，以及前两个年度的毛利率水平如下：

序号	可比交易案例	评估基准日	风电场位置	评估基准日前两年 度毛利率	评估基准 日前一年 度毛利率	评估基准 日当期毛 利率
1	镶黄旗鑫源风电	2024/8/31	内蒙古自治区锡林郭勒盟辖旗	58.52%	64.73%	60.56%
2	阿拉善风电	2022/6/30	内蒙古自治区阿拉善右旗	73.84%	69.58%	65.50%
3	内蒙乌达莱风电	2024/4/30	内蒙古锡林郭勒盟锡林浩特市	73.24%	69.46%	69.20%
4	正蓝旗风电	2024/12/31	内蒙古自治区锡林郭勒盟正蓝旗	69.52%	68.39%	70.40%
5	北方多伦	2024/12/31	内蒙古锡林浩特市多伦县	70.48%	73.87%	73.47%

对比上述同区域可比公司数据可以看出，标的公司毛利率较高具备合理性。

四、预测期内标的公司运维成本变化情况及合理性，进一步分析预测期内标的公司毛利率变动情况，是否与同行业可比公司处于可比区间内；

（一）预测期内标的公司毛利率变动情况

1、正蓝旗风电

正蓝旗风电预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	69.93%	68.48%	69.67%	65.59%	66.21%	65.59%	62.73%	59.84%	59.26%	58.04%	56.55%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	56.04%	56.00%	56.00%	56.06%	56.07%	56.07%	56.08%	56.40%	56.40%	58.35%	68.74%

2、北方多伦

北方多伦预测期内毛利率与报告期内对比情况如下：

项目	2023 年	2024 年	2025 年 1-3 月	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
毛利率	70.89%	73.92%	73.52%	67.18%	67.81%	67.76%	64.94%	62.01%	61.46%	60.27%	58.86%
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年 1-6 月
毛利率	58.58%	58.59%	58.59%	58.58%	58.58%	58.58%	58.58%	58.61%	58.61%	59.47%	67.06%

（二）结合运维成本变化情况分析标的公司预测期内毛利率变化情况及合理性

标的公司预测期内整体毛利率水平低于报告期。从变化趋势来看，2025 年至 2028 年，标的公司毛利率呈缓慢下降态势，主要原因是该预测阶段内上网电价逐年下调；2028 年至 2029 年，毛利率下降幅度较为明显，核心系标的公司风机质保期将于 2028 年末届满，自 2029 年起，评估时已针对运维环节预测计提更高金额的成本；2029 年至 2033 年，毛利率再次进入缓慢下降通道，同样受该期间上网电价逐年降低的影响；2034 年至 2043 年，毛利率将维持基本稳定，主要系预测上网电价自 2034 年起保持稳定。2043 年上半年，标的公司毛利率较高，主要系 2043 年上半年标的资产折旧费用同比下降，标的公司部分固定资产自 2023 年上半年起开始计提折旧，且该类资产折旧年限设定为 20 年；至 2043 年上半年，上述固定资产已达到预设折旧期限，相应折旧费用在当期大幅减少。

综上，标的公司预测期毛利率的测算已充分考量上网电价调整、风机质保期届满等关键因素，且预测期整体毛利率始终低于报告期水平，具备谨慎性与合理性。

五、结合预测期内毛利率变化情况、同行业可比公司毛利率情况等，说明标的公司毛利率是否存在下滑风险，并视情况进行重大风险提示

本次评估预测期为 2025 年 1 月至 2043 年 6 月，预测期内毛利率整体呈下降水平。以下是预测期内标的公司毛利率变化情况：

预测期	正蓝旗风电毛利率	北方多伦毛利率
2025年	65.59%	67.18%
2026年	66.21%	67.81%
2027年	65.59%	67.76%
2028年	62.73%	64.94%
2029年	59.84%	62.01%
2030年	59.26%	61.46%
2031年	58.04%	60.27%
2032年	56.55%	58.86%
2033年	56.04%	58.58%
2034年	56.00%	58.59%

预测期	正蓝旗风电毛利率	北方多伦毛利率
2035年	56.00%	58.59%
2036年	56.06%	58.58%
2037年	56.07%	58.58%
2038年	56.07%	58.58%
2039年	56.08%	58.58%
2040年	56.40%	58.61%
2041年	56.40%	58.61%
2042年	58.35%	59.47%
2043年1-6月	68.74%	67.06%

同行业可比公司毛利率具体情况参见本回复“问题 10/二、/（二）在同一口径下对比标的公司与同行业可比公司的毛利率”。

标的公司毛利率存在下滑风险，公司已在重组报告书“第十二节/二/（七）”部分对标的公司毛利率下滑风险进行了风险提示，具体内容为“标的公司风力发电业务的收入受电价水平、利用小时数的影响，而成本则受运维费用等因素的影响。随着我国电力市场化建设进程不断推进，市场主体参与数量和范围逐步扩大，未来若电力供需基本平衡或供大于求的情况下，发电企业间可能就电价展开竞争，标的公司综合电价可能出现下降。如未来标的公司电价水平不及预期、维修成本大幅增加，可能导致标的公司毛利率出现波动的风险。”

六、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、了解报告期内标的公司毛利率变化的原因，分析不同标的公司毛利率及其变动存在差异的原因；

2、获取同行业可比公司成本明细，按照完全成本法测算可比公司毛利率并与标的公司毛利率对比；对比标的公司与同行业可比公司销售净利率情况；

3、取得同行业公司平均可利用小时数，并与标的公司对比，量化分析标的公司毛利率与同行业可比公司毛利率；

4、对标的公司毛利率下滑风险进行重大风险提示。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问和会计师认为：

1、报告期内标的公司售电均价及单位成本的变动综合导致了毛利率变动；不同标的公司毛利率及其变动存在差异具备合理性；

2、同行业可比公司存在采用完全成本法进行核算的情况；在同一口径下，标的公司毛利率高于同行业可比公司毛利率，原因具备合理性；标的公司高于同行业可比公司销售净利率，原因具备合理性；

3、标的公司预测期内已充分考量风机质保期届满等关键因素，并据此对运维成本进行预测，变动具有合理性；预测期内标的公司整体毛利率水平低于报告期。

4、已量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性，标的公司毛利率低于同区域可比公司的毛利率或处于同一水平；

5、已就标的公司毛利率的下滑风险进行重大风险提示。

经核查，评估师认为：

1、标的公司预测期内已充分考量风机质保期届满等关键因素，并据此对运维成本进行预测，变动具有合理性；预测期内标的公司整体毛利率水平低于报告期。

2、已量化分析标的公司毛利率高于同行业可比公司的合理性，标的公司毛利率低于同区域可比公司的毛利率或处于同一水平。

问题 11. 关于标的公司偿债能力

重组报告书披露，（1）报告期内，标的公司正蓝旗风电资产负债率分别为 67.83%、61.86%和 60.10%，流动比率和速动比率较低；2025 年 3 月末，应付工程设备款 93,176.90 万元、长期借款 223,940.62 万元；评估基准日后实施现金分红 58,437.35 万元；（2）报告期内，标的公司北方多伦资产负债率分别为 66.11%、37.32%和 36.00%，2024 年流动比率和速动比率均大幅上升，主要原因系收到中银金融产投增资款；2025 年 3 月末，应付工程设备款 22,479.02 万元、长期借款 72,547.15 万元；（3）根据备考审阅报告，本次交易完成后上市公司资产负债率有所上升。

请公司披露：

（1）结合标的公司账面资金、盈利情况、经营性现金流净额，应付工程设备款金额及付款期限、一年内到期长期借款及还款期限，流动比率和速动比率较低等，说明标的公司是否存在短期资金流动风险及依据；

（2）结合长期借款金额及还款时间、相关财务费用、银行授信额度、标的公司经营情况以及资产负债率较高等，说明标的公司是否存在较高偿债风险；

（3）中银金融产投投资标的公司北方多伦的原因，是否为解决北方多伦的偿债风险；目前标的公司正蓝旗风电是否存在相似的情况及相关应对措施，在资产负债率较高的情况下，仍进行大额现金分红的原因及合理性，对正蓝旗风电偿债风险和经营的影响；

（4）本次交易是否将导致上市公司面临较高的偿债风险及依据，上市公司对标的公司偿债风险的解决措施，是否将对上市公司形成较高的财务负担，结合上述问题，视情况就标的公司偿债风险及对上市公司的影响进行重大风险提示。

请独立财务顾问和会计师核查并发表明确意见。

回复：

一、结合标的公司账面资金、盈利情况、经营性现金流净额，应付工程设备款金额及付款期限、一年内到期长期借款及还款期限，流动比率和速动比率较低等，说明标的公司是否存在短期资金流动风险及依据

（一）标的公司账面资金、盈利情况、经营性现金流净额

报告期各期及各期末，标的公司账面资金、盈利能力和现金流如下：

单位：万元

标的公司	项目	2025年1-3月 /2025.3.31	2024年度 /2024.12.31	2023年度 /2023.12.31
正蓝旗风电	货币资金	2,807.75	2,362.68	1,417.26
	营业收入	26,958.31	106,020.32	80,716.09
	净利润	15,860.72	64,930.39	49,999.10
	经营活动现金流净额	34,074.13	105,996.59	76,908.55
北方多伦	货币资金	3,212.16	1,994.17	1,852.32
	营业收入	13,036.68	51,246.06	38,530.44
	净利润	8,557.60	34,409.50	24,560.73
	经营活动现金流净额	17,620.43	50,476.63	36,950.89

标的公司主营风力发电业务，所处全国风力资源优质的内蒙古东部地区，其自然条件均较为良好，风力资源均较为丰富，平均可利用小时数较高，且标的并网时间较短，报告期风机均处于质保期内，运维成本较低，报告期内标的公司盈利情况良好；所发电力全部送往华北电网实现消纳，并逐月与华北电网结算电费收入，因此报告期各期标的公司经营活动现金流净额情况良好。

（二）标的公司应付工程设备款、一年内到期长期借款金额及后续支付计划

截至报告期末，标的公司应付工程设备款、一年内到期长期借款的金额及后续支付计划如下：

单位：万元

标的公司	项目	2025年3月末余额	支付计划			
			截至2025年4-7月已偿还金额	2025年8-12月预计偿还金额	2026年度预计偿还金额	2027年及以后预计偿还金额
正蓝旗风电	应付工程设备款	93,176.90	1,445.70	25,327.84	54,080.14	12,323.22
	一年内到期长期	42,886.79	24,453.34	17,558.81	874.64	-

标的公司	项目	2025年3月末余额	支付计划			
			截至2025年4-7月已偿还金额	2025年8-12月预计偿还金额	2026年度预计偿还金额	2027年及以后预计偿还金额
	借款					
	合计	136,063.69	25,899.04	42,886.65	54,954.78	12,323.22
北方多伦	应付工程设备款	22,479.02	627.94	13,452.33	6,259.46	2,139.29
	一年内到期长期借款	9,597.65	8,886.00	711.65	-	-
	合计	32,076.67	9,513.94	14,163.98	6,259.46	2,139.29

虽然标的公司流动比率、速动比率较低，但应付工程设备款、一年内到期的长期借款等流动负债合计规模仍远低于标的公司每年的经营活动现金净流入；此外，标的公司资信状况良好，自成立以来与多家借款银行合作关系良好稳定，各大银行授信额度充足，截至报告期末，正蓝旗风电、北方多伦在银行和其他金融机构尚未使用的授信额度分别为 55.59 亿元及 7.32 亿元，授信额度充足。标的公司不存在短期资金流动风险及依据。

二、结合长期借款金额及还款时间、相关财务费用、银行授信额度、标的公司经营情况以及资产负债率较高等，说明标的公司是否存在较高偿债风险

（一）长期借款金额及还款时间

截至报告期末，标的公司长期借款本金余额及还款时间如下表所示：

单位：万元

标的公司	2025年3月末余额	截至2025年4-7月已偿还金额	2025年8-12月预计偿还金额	2026年度预计偿还金额	2027年及以后偿还金额
正蓝旗风电	266,656.34	24,453.34	17,558.81	19,609.09	205,035.10
北方多伦	82,087.19	8,886.00	711.65	10,893.19	61,596.35

注：上表长期借款包括一年内到期的非流动负债及长期借款。

（二）银行授信额度

正蓝旗风电资信状况良好，自成立以来与多家借款银行合作关系良好稳定，各大银行授信额度充足，2022-2024 年未有逾期还款的行为发生，具备良好的商业信誉。截至报告期末，正蓝旗风电在银行和其他金融机构尚未使用的授信额度为 55.59 亿元，授信额度充足。正蓝旗风电具体授信情况如下：

单位：万元

授信机构	授信总额	已使用授信总额	尚未使用授信额度	授信期间	备注
国家开发银行	35,792.40	35,792.40	-	-	固贷授信
招商银行	480,100.00	2,900.00	477,200.00	2022.07.28-2037.07.27	固贷授信
中国工商银行	3,688.00	3,688.00	-	-	固贷授信
中国建设银行	64,621.05	64,621.05	-	-	固贷授信
中国进出口银行	114,000.00	114,000.00	-	2024.10.30-2025.10.30	固贷授信 (授信一年一调)
民生银行	70,000.00	6,000.00	64,000.00	2021.12.30-2036.12.30	固贷授信
中国农业银行	28,000.00	13,294.80	14,705.20	2025.05.15-2026.05.14	固贷授信 (授信一年一调)
中国银行	106,849.03	106,849.03	-	-	固贷授信 (授信一年一调)

北方多伦资信状况良好，自成立以来与多家借款银行合作关系良好稳定，各大银行授信额度充足，2022-2024 年未有逾期还款的行为发生，具备良好的商业信誉。截至报告期末，北方多伦在银行和其他金融机构尚未使用的授信额度为 7.32 亿元，授信额度充足。北方多伦具体授信情况如下：

单位：万元

授信机构	授信总额	已使用授信总额	尚未使用授信额度	授信期间	备注
中国建设银行	45,811.94	45,811.94	-	-	固贷授信
民生银行	30,000.00	12,631.25	17,368.75	2021.09.29-2036.09.29	固贷授信
中国农业银行	55,800.00	0.00	55,800.00	2025.05.15-2026.05.14	固贷授信
中国银行	40,000.00	40,000.00	-	2025.01.15-2026.01.15	固贷授信 (授信一年一调)

(三) 标的公司经营情况以及资产负债率情况

1、标的公司经营情况

标的公司主营风力发电业务，所处全国风力资源优质的内蒙古东部地区，其自然条件均较为良好，风力资源均较为丰富，平均可利用小时数较高，且标的并网时间较短，报告期风机均处于质保期内，运维成本较低，报告期内标的公司盈利情况良好；所发电力全部送往华北电网实现消纳，并逐月与华北电网结算电费收入，因此报告期各期标的公司经营活动现金流净额情况良好。

报告期各期，正蓝旗风电经营活动产生的现金流量净额分别为 76,908.55 万元、105,996.59 万元及 34,074.13 万元；北方多伦经营活动产生的现金流量净额分别为 36,950.89 万元、50,476.63 万元及 17,620.43 万元，持续净流入的经营活动现金流为标的公司的偿债能力提供了保障。

2、标的公司未来资金需求

正蓝旗风电及北方多伦主要从事风力发电，主要产品为电力，目前业务生产经营稳定，未来资金需求主要分布在以下几个方面：

工程及设备款支付方面，截至报告期末正蓝旗风电应付基建、技改工程款、修理款、设备及材料款等款项合计 93,176.90 万元，除此之外，正蓝旗风电暂无未来重大资本性支出计划；北方多伦应付基建、技改工程款、修理款、设备及材料款等款项合计 22,479.02 万元，除此之外，北方多伦暂无未来重大资本性支出计划。

偿债安排方面，截至报告期末正蓝旗风电无短期借款，长期借款余额为 223,940.62 万元，一年内到期的长期借款余额为 42,886.79 万元。北方多伦无短期借款，长期借款余额为 72,547.15 万元，一年内到期的长期借款余额为 9,597.65 万元。

上述款项的具体支付安排请参见本题前述回复。

3、资产负债率高的原因

报告期各期末，正蓝旗风电资产负债率分别为 67.83%、61.86%及 60.10%，北方多伦资产负债率分别为 66.11%、37.32%及 36.00%。资产负债率整体呈下降趋势，主要系报告期内标的公司资产流动性稳步提升，债务结构持续优化，且 2024 年北方多伦引入中银金融产投作为投资者，中银金融产投对北方多伦增资 10 亿元，增资款在 2024 年末已全部用于偿还对外借款，因此北方多伦资产负债率下降较多。此外，标的公司资产负债率整体处于较高水平，是由于报告期前至 2023 年末主要为前期建设阶段，较多资金投入风力发电机组等设备及工程施工服务，随着标的公司持续正常运营、经营活动现金持续净流入，预计资产负债率将进一步下降。

综上，标的公司未来资金需求集中在支付工程设备款及偿付银行借款，标的

公司每年经营活动现金净流入及银行授信额度均充足，足以覆盖上述待支付款项。标的公司不存在较高的偿债风险。

三、中银金融产投投资标的公司北方多伦的原因，是否为解决北方多伦的偿债风险；目前标的公司正蓝旗风电是否存在相似的情况及相关应对措施，在资产负债率较高的情况下，仍进行大额现金分红的原因及合理性，对正蓝旗风电偿债风险和经营的影响

（一）中银金融产投投资标的公司北方多伦的原因，是否为解决北方多伦的偿债风险

1、北方多伦通过增资扩股方式引入战略投资者，系响应国家政策导向、落实中国华能整体发展目标的重要举措

国家政策明确提出了降杠杆、防风险、优化企业资本结构的要求。中国华能集团作为中央国有企业，积极践行国家政策精神，将稳杠杆、降负债、防范经营风险作为重要发展目标并推动落实。

在此背景下，北方公司下属子公司北方多伦通过增资扩股方式引入战略投资者，成功拓宽了权益融资渠道。本次增资所募集的权益资金用于偿还企业有息负债等，这一举措能够直接降低北方多伦的资产负债率，同时助力中国华能集团及北方公司整体优化债务结构、降低负债规模，是北方多伦响应国家政策导向、落实中国华能集团战略部署的具体体现。

2、中银金融产投增资北方多伦，基于对风电行业长期发展前景的看好和追求稳健投资回报需求

中银金融产投选择增资北方多伦，是基于对风电行业长期发展前景的信心和追求稳健投资回报需求。风电作为清洁能源的重要组成部分，在国家“双碳”战略推动下具备广阔的发展空间。通过本次增资，中银金融产投依托标的公司的稳健运营，为实现长期、稳定的投资回报奠定基础。

综上，中银金融产投对北方多伦的增资，一方面能够帮助标的公司优化资本结构，助力中国华能及北方公司整体优化债务结构；另一方面项目也符合投资方追求稳健投资回报的战略需求，实现了多方共赢。

3、北方多伦债务结构和流动性相对稳定，偿债风险较小

报告期各期，北方多伦的偿债能力指标如下：

偿债能力指标	2025年3月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动比率（倍）	2.88	2.73	0.45
资产负债率	36.00%	37.32%	66.11%
息税折旧摊销前利润（万元）	12,275.33	48,202.72	33,759.52
利息保障倍数（倍）	25.41	12.12	12.37
经营活动产生的现金流量净额（万元）	17,620.43	50,476.63	36,950.89

注：

- （1）流动比率=流动资产/流动负债
- （2）资产负债率=（负债总额/资产总额）×100%
- （3）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
- （4）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，北方多伦的流动比率分别为 0.45 倍、2.73 倍和 2.88 倍，流动速率逐期提升，经营活动产生的现金流量净额持续增加，北方多伦具有较为充裕的流动性和变现能力，短期偿债风险较低。

2023-2024 年末，北方多伦的息税折旧摊销前利润分别为 33,759.52 万元、48,202.72 万元，北方多伦具有良好盈利能力。

（二）标的公司正蓝旗风电是否存在相似的情况及相关应对措施，在资产负债率较高的情况下，仍进行大额现金分红的原因及合理性，对正蓝旗风电偿债风险和经营的影响

1、正蓝旗风电暂无引进投资人增资的计划

正蓝旗风电的债务结构和流动性相对稳定，短期偿债风险较低，与同行业可比公司亦不存在明显差异；正蓝旗风电暂无引进投资人增资的计划。

2、正蓝旗风电进行大额现金分红的原因及合理性

（1）正蓝旗风电进行分红的基本情况

报告期内至本次交易前，正蓝旗风电共实施两次分红，具体情况如下

标的公司决议分红时间	分红派发时间	分红金额（万元）
2024/8/30	2024/12/31	48,100.74
2025/4/29	2025/4/29（注）	58,437.35

标的公司决议分红时间	分红派发时间	分红金额（万元）
合计		106,538.09

注：2025 年 4 月 29 日，正蓝旗风电已派发红利 34,000.00 万元，剩余红利拟期后发放。

正蓝旗风电拟实施的两次分红金额累计为 106,538.09 万元，分红决策程序符合《公司章程》及相关法律法规要求。

（2）经营业绩与现金流支撑分红能力

报告期内，标的公司主要财务数据如下表所示：

单位：万元			
项目	2025年1-3月 /2025年3月31日	2024年度/2024年 12月31日	2023年度/2023年 12月31日
营业总收入	26,958.31	106,020.32	80,716.09
净利润	15,860.72	64,930.39	49,999.10
未分配利润	74,298.07	58,437.35	48,100.74
经营活动产生的现金流量净额	34,074.13	105,996.59	76,908.55

标的公司自成立以来，实现的累积利润主要投入公司经营发展。报告期内，标的公司经营业绩稳步提升，2023 年度、2024 年度及 2025 年 1-3 月，营业收入分别为 80,716.09 万元、106,020.32 万元及 26,958.31 万元；同期净利润分别为 49,999.10 万元、64,930.39 万元和 15,860.72 万元。

正蓝旗风电未分配利润积累充足，报告期各期末，公司未分配利润分别为 48,100.74 万元、58,437.35 万元和 74,298.07 万元，累计利润规模与分红金额相匹配，未对公司持续经营能力造成不利影响。

正蓝旗风电现金流健康充裕，各期经营活动产生的现金流量净额分别为 76,908.55 万元、105,996.59 万元和 34,074.13 万元，充足的经营性现金流为分红款项的支付提供了直接保障。

（3）资产负债结构持续优化，短期偿债风险较低

单位：万元						
项目	2025年3月31日		2024年12月31日		2023年12月31日	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
其他应付款	94,218.35	25.69%	95,283.41	25.84%	132,270.96	30.77%
长期借款	223,940.62	61.06%	224,644.19	60.93%	222,885.68	51.85%
小计	318,158.97	86.75%	319,927.60	86.78%	355,156.64	82.63%

项目	2025年3月31日		2024年12月31日		2023年12月31日	
	金额	比例	金额	比例	金额	比例
负债总额	366,739.79	100.00%	368,684.22	100.00%	429,833.07	100.00%

标的资产负债结构较为健康，短期偿债风险较小。正蓝旗风电负债主要由长期借款和其他应付款构成，2023 年末、2024 年末及 2025 年 3 月末该两项合计占负债总额比例分别为 82.63%、86.78%和 86.75%。其中，长期借款为到期日一年以上的银行信用贷款，其他应付款主要为未到付款期的建设工程及设备质保金，金额逐年下降。整体偿债能力稳健，正蓝旗风电负债总额从 2023 年末的 429,833.07 万元逐步降至 2025 年 3 月末的 366,739.79 万元，资产负债结构持续优化，未因分红导致短期偿债风险上升。

(4) 践行股东回报的长期承诺

一方面，正蓝旗风电的利润分配政策严格遵循《公司法》《公司章程》及国有资本收益管理相关规定。根据《公司章程》，正蓝旗风电在弥补亏损和提取公积金后，剩余税后利润可归属股东，有关分红决策程序合法合规。

另一方面，作为央企子公司，正蓝旗风电始终秉持稳健的股东回报原则，报告期内累计分红 106,538.09 万元，占同期合计净利润比例为 81.46%，在充分考虑自身发展需求的前提下，实现了股东利益与公司发展的有机平衡，切实履行了对股东的长期回报承诺。

四、本次交易是否将导致上市公司面临较高的偿债风险及依据，上市公司对标的公司偿债风险的解决措施，是否将对上市公司形成较高的财务负担，结合上述问题，视情况就标的公司偿债风险及对上市公司的影响进行重大风险提示

标的公司盈利情况、经营活动现金流净额情况良好，不存在较高的偿债风险。根据《备考审阅报告》，不考虑募集配套资金，本次交易完成前后截至 2025 年 3 月 31 日上市公司资产负债率由 38.68%上升至 46.58%，增加 7.90 个百分点。虽然上市公司资产负债率有所上升，但相对于同行业上市公司仍处于中等偏低水平；此外，截至 2025 年 3 月 31 日上市公司在银行等金融机构尚未使用授信额度 364.74 亿元，间接债务融资能力较强；根据《备考审阅报告》，本次交易完成后，上市公司 2025 年 3 月 31 日货币资金余额为 114,235.72 万元，货币资金相对充足。本次交易完成后，上市公司不存在重大偿债风险。

五、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、取得标的公司应付工程设备款、一年内到期长期借款、长期借款明细表，了解其后续支付计划；获取标的公司银行授信明细表；了解标的公司未来大额资金支出安排；

2、查阅北方多伦增资扩股的股东决议及《增资协议》，明确增资资金用途，核实资金使用计划。

3、访谈中银金融产投相关负责人，了解中银金融产投的增资背景。

4、获取标的公司财务报表，复核偿债能力指标计算的准确性；

5、查阅电力行业市场案例，分析北方多伦债务结构的合理性。

6、获取正蓝旗风电两次分红的决策文件、查阅《公司章程》及《公司法》关于利润分配的规定；

7、取得《备考审阅报告》及上市公司授信额度明细。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问和会计师认为：

1、标的公司账面资金充足、盈利情况及经营性现金流净额良好、授信额度较高，足以支付应付工程设备款、一年内到期长期借款及长期借款，标的公司不存在短期资金流动风险及较高偿债风险；

2、中银金融产投投资标的公司北方多伦，主要基于对风电行业长期发展前景的看好和追求稳健投资回报需求；北方多伦债务结构和流动性相对稳定，与同行业可比公司不存在明显差异，偿债风险较小；正蓝旗风电暂无引进投资人增资的计划；正蓝旗风电经营业绩良好，现金流能够支撑其大额现金分红，分红决策严格遵循《公司法》《公司章程》及国有资本收益管理规定，实施分红系践行股东回报的长期承诺的举措。

3、本次交易不会导致上市公司面临较高的偿债风险。

问题 12. 关于标的公司采购与供应商

重组报告书披露，（1）报告期内，标的公司主要对外采购工程、设备及其他类型服务，主要供应商及采购内容发生较大变化；（2）报告期内，标的公司正蓝旗风电向关联方采购金额分别为 110,849.53 万元、6,572.74 万元和 666.62 万元，占比分别为 46.71%、30.56%与 82.33%；标的公司北方多伦向关联方采购金额分别为 3,840.31 万元、1,735.19 万元和 266.94 万元，占比分别为 10.57%、32.00%与 92.87%；（3）报告期各期末，标的公司正蓝旗风电在建工程账面价值分别为 13,005.52 万元、302.60 万元和 387.81 万元；标的公司北方多伦在建工程账面价值分别为 3.77 万元、117.67 万元和 117.67 万元。

请公司披露：

（1）标的公司向供应商采购的具体内容、用途及合理性，主要供应商的基本情况、经营规模，是否存在关联关系或主要为标的公司服务的情况，采购价格公允性；（2）报告期内主要供应商、采购内容和金额发生较大变化的原因，是否与标的公司发展阶段相匹配；（3）标的公司向关联方采购的具体内容，关联采购的必要性、合理性，采购价格公允性及依据，不同标的公司关联采购规模、占比存在较大差异的原因和合理性；（4）预期未来关联采购规模、占比情况，说明是否存在关联方依赖及依据，规范关联交易、防范利益输送的措施及有效性；（5）标的公司在建工程的具体情况、主要用途，报告期各期投入和转固情况、目前建设状态和预计达到可使用状态时间以及是否与建设安排匹配，是否存在达到预定可使用状态但未及时转固的情形，是否存在停工、延期等情况；（6）在建工程造价公允性，实际投资总额与预计投资总额是否存在较大差异；相关投入是否均与项目建设相关，是否存在将不相关支出计入在建工程的情况及依据；资金具体流向、资金流入方主要情况以及是否与标的公司存在关联关系、其他利益安排或主要为标的公司服务的情形，相关支出的合理性和公允性。

请独立财务顾问和会计师对供应商和在建工程进行核查，说明核查措施、比例、依据和结论，并对上述事项发表明确意见。

回复：

一、标的公司向供应商采购的具体内容、用途及合理性，主要供应商的基本情况、经营规模，是否存在关联关系或主要为标的公司服务的情况，采购价格公允性；

（一）标的公司向供应商采购的具体内容、用途及合理性

报告期内，标的公司向供应商采购的具体内容、用途如下表所示：

单位：万元

标的公司	期间	序号	供应商名称	具体采购内容	采购金额
正蓝旗风电	2025年1-3月	1	中国华能及其附属企业	安全生产服务费	412.50
				保险费	76.63
				材料费	21.47
		2	内蒙华电	委托运营服务	156.02
		3	中国能源建设集团有限公司及其附属企业	设计咨询费	116.98
	2024年度	1	中国能源建设集团有限公司及其附属企业	工程施工	8,526.96
		2	中国华能及其附属企业	工程施工	2,504.76
				风场监理服务费	1,037.42
				保险费	324.89
				安全生产服务费	1,650.00
				材料费	287.40
		3	正蓝旗恒盛建筑有限责任公司	工程施工	2,405.20
		4	国家电网有限公司及其附属企业	试验服务	2,105.66
		5	内蒙华电	委托运营服务	768.26
	2023年度	1	中国华能及其附属企业	工程施工	99,766.37
				风场监理服务费	417.02
				保险费	105.32
				设备材料费	3,862.92
		2	运达能源科技集团股份有限公司	风机	84,405.30
		3	三一重能股份有限公司	风机	21,953.98
		4	中国能源建设集团有限公司及其附属企业	工程施工	15,576.61
		5	内蒙华电	委托运营服务	284.70
				并网技术服务	6,416.04
北方多伦	2025年	1	中国华能及其附属企业	安全生产服务费	187.50

标的公司	期间	序号	供应商名称	具体采购内容	采购金额
	1-3月			保险费	24.97
		2	内蒙华电	委托运营服务	54.47
		3	神华联合建设有限公司	修理费	20.5
	2024年度	1	中国华能及其附属企业	安全生产服务费	750.00
				保险费	121.10
				风场监理服务费	463.81
				材料费	61.38
		2	中国电力建设集团有限公司及其附属企业	工程施工	1,150.72
		3	中国能源建设集团有限公司及其附属企业	工程施工	1,123.75
		4	中元路泰建设集团有限公司	工程施工	847.42
		5	内蒙华电	委托运营服务	338.91
	2023年度	1	运达能源科技集团股份有限公司	风机	27,004.19
		2	内蒙华电	委托运营服务	243.37
				并网技术服务	2,916.04
		3	中国能源建设集团有限公司及其附属企业	工程施工	1,568.77
		4	中国电力建设集团有限公司及其附属企业	工程施工	1,530.66
		5	中国华能及其附属企业	保险费	53.58
				风场监理服务费	221.18
				材料费	408.98

报告期内，标的公司向主要供应商采购的具体内容包括风机、工程施工、设计咨询费、试验服务、并网技术服务费、安全生产服务费、委托运营服务、风场监理服务费、保险费、设备/材料费及修理费。

其中风机、工程施工、设计咨询费、试验服务及并网技术服务费均为项目建设期间所必需支出的费用；安全生产服务费、委托运营服务、风场监理服务费、保险费、设备/材料费及修理费主要保障项目运营期间的正常生产及零星运营维修。采购内容具备合理性。

（二）主要供应商的基本情况、经营规模，是否存在关联关系或主要为标的公司服务的情况，采购价格公允性

报告期内，标的公司主要供应商的基本情况、经营规模，是否存在关联关系或主要为标的公司服务的情况如下：

序号	供应商名称	是否存在关联关系	是否主要为标的公司服务
1	中国华能及其附属企业	是	否
2	内蒙华电	是	否
3	中国能源建设集团有限公司及其附属企业	否	否
4	正蓝旗恒盛建筑有限责任公司	否	否
5	国家电网有限公司及其附属企业	否	否
6	运达能源科技集团股份有限公司	否	否
7	三一重能股份有限公司	否	否
8	神华联合建设有限公司	否	否
9	中国电力建设集团有限公司及其附属企业	否	否
10	中元路泰建设集团有限公司	否	否

1、中国华能及其附属企业

供应商名称	中国华能集团有限公司
成立时间	1989-03-31
注册资本	3,527,698.29万元
注册地址	河北省雄安新区启动区华能总部
经营范围	组织电力（煤电、气电、水电、风电、太阳能发电、核电、生物质能发电等）、热、冷、汽的开发、投资、建设、生产、经营、输送和销售；组织煤炭、煤层气、页岩气、水资源的开发、投资、经营、输送和销售；信息、交通运输、节能环保、配售电、煤化工和综合智慧能源等相关产业、产品的开发、投资和销售；电力及相关产业技术的科研开发、技术咨询服务、技术转让、工程建设、运行、维护、工程监理以及业务范围内设备的成套、配套、监造、运行、检修和销售；国内外物流贸易、招投标代理、对外工程承包；业务范围内相关的资产管理、物业管理；业务范围内的境内外投资业务。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）
主要股东	国务院国有资产监督管理委员会持有90.01%股权，全国社会保障基金理事会持有9.99%股权
经营规模	2024年度营业收入为39,161,051.73万元

注：中国华能及其附属企业包括华能能源交通产业控股有限公司、西安热工研究院有限公司、中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、北方联合电力有限责任公司、永诚财产保险股

份有限公司及华能上海能源销售有限责任公司。

2、内蒙华电

供应商名称	内蒙古蒙电华能热电股份有限公司
成立时间	1994-05-12
注册资本	652,688.7811万元
注册地址	内蒙古自治区呼和浩特市锡林南路218号
经营范围	火力发电、供应，蒸汽、热水的生产、供应、销售、维护和管理；风力发电以及其他新能源发电和供应；对煤炭、铁路及配套基础设施项目投资，对煤化工、煤炭深加工行业投资、建设、运营管理，对石灰石、电力生产相关原材料投资，与上述经营内容相关的管理、咨询服务
主要股东	北方联合电力有限责任公司为控股股东，持股51.24%
经营规模	2024年度营业收入为2,229,363.31万元

3、中国能源建设集团有限公司及其附属企业

供应商名称	中国能源建设集团有限公司
成立时间	2011-09-28
注册资本	2,600,000万元
注册地址	北京市朝阳区西大望路甲26号院1号楼1至24层01-2701室
经营范围	水电、火电、核电、风电及太阳能发电新能源及送变电和水利、水务、矿山、公路、铁路、港口与航道、机场、房屋、市政、城市轨道交通、环境、冶炼、石油化工基础设施项目的投资、项目规划、评审、咨询、评估、招标代理、建设；工程勘察与设计；施工总承包与专业承包；工程总承包；工程项目管理；工程监理；电站启动调试与检修，技术咨询、开发、服务；进出口业务；电力行业发展规划研究；机械、电子设备的制造、销售、租赁，电力专有技术开发与产品销售，建筑材料的生产、销售；房地产开发与经营；实业投资。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）
主要股东	国务院国有资产监督管理委员会持有100%股权
经营规模	未披露

注：中国能源建设集团有限公司及其附属企业包括中国能源建设集团天津电力建设有限公司、中国能源建设集团江苏省电力建设第三工程有限公司、中国能源建设集团西北电力建设工程有限公司、中国能源建设集团北京电力建设有限公司、中国能源建设集团东北电力第一工程有限公司、中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司及中国能源建设集团湖南火电建设有限公司。

4、正蓝旗恒盛建筑有限责任公司

供应商名称	正蓝旗恒盛建筑有限责任公司
成立时间	2013-09-11

供应商名称	正蓝旗恒盛建筑有限责任公司
注册资本	3,000万元
注册地址	正蓝旗上都镇敖包希热区敖II区150号
经营范围	许可项目：建设工程施工；建筑劳务分包；道路货物运输（不含危险货物）；电气安装服务；施工专业作业；林木种子生产经营。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：普通机械设备安装服务；机械设备租赁；建筑工程机械与设备租赁；租赁服务（不含许可类租赁服务）；通用设备修理；专用设备修理；机械设备销售；建筑工程用机械销售；制冷、空调设备销售；五金产品零售；金属制品修理；电气设备修理；仪器仪表修理；交通设施维修；通讯设备修理；建筑用钢筋产品销售；金属表面处理及热处理加工；土石方工程施工；非金属矿及制品销售；装卸搬运；专业保洁、清洗、消毒服务；建筑物清洁服务；非金属废料和碎屑加工处理；建筑材料销售；建筑装饰材料销售；电线、电缆经营；光缆销售；输变配电监测控制设备销售；电力电子元器件销售；消防器材销售；金属制品销售；安防设备销售；劳动保护用品销售；特种劳动防护用品销售；水泥制品销售；石灰和石膏销售；轻质建筑材料销售。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）
主要股东	自然人王伟持有100%股权
经营规模	2024年度营业收入约为5,000-6,000万元

5、国家电网有限公司及其附属企业

供应商名称	国家电网有限公司
成立时间	2003-05-13
注册资本	130,452,014.4291万元
注册地址	北京市西城区西长安街86号
经营范围	输电（有效期至2026年1月25日）；供电（经批准的供电区域）；对外派遣与其实力、规模、业绩相适应的境外工程所需的劳务人员；实业投资及经营管理；与电力供应有关的科学研究、技术开发、电力生产调度信息通信、咨询服务；进出口业务；承包境外工程和境内国际招标工程；上述境外工程所需的设备、材料出口；在国（境）外举办各类生产性企业。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）
主要股东	国务院国有资产监督管理委员会持有100%股权
经营规模	2024年度营业收入约为39459亿元

注：国家电网有限公司及其附属企业包括北京科东电力控制系统有限责任公司、南京南瑞继保工程技术有限公司、华北电力科学研究院有限责任公司及扎兰屯岭东电力建设有限责任公司。

6、运达能源科技集团股份有限公司

供应商名称	运达能源科技集团股份有限公司
成立时间	2001-11-30
注册资本	78,692.9305万元
注册地址	浙江省杭州市临平区顺风路558号
经营范围	一般项目：技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；发电机及发电机组制造；机械电气设备制造；风力发电技术服务；太阳能发电技术服务；风电场相关系统研发；海上风电相关系统研发；电机及其控制系统研发；发电机及发电机组销售；机械电气设备销售；风力发电机组及零部件销售；风电场相关装备销售；光伏设备及元器件销售；环境保护专用设备制造；金属材料销售；工程和技术研究和试验发展；工程管理服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。许可项目：货物进出口；发电、输电、供电业务（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）。
主要股东	浙江省机电集团有限公司为控股股东，持有46.50%股权
经营规模	2024年度营业收入为2,219,811.49万元

7、三一重能股份有限公司

供应商名称	三一重能股份有限公司
成立时间	2008-04-17
注册资本	122,640.4215万元
注册地址	北京市昌平区北清路三一产业园
经营范围	一般项目：机械电气设备制造；电机制造；机械设备研发；电工机械专用设备制造；电工仪器仪表制造；发电机及发电机组制造；陆上风力发电机组销售；海上风力发电机组销售；风力发电机组及零部件销售；发电机及发电机组销售；通用设备修理；机械电气设备销售；新能源原动设备制造；新能源原动设备销售；电气设备修理；电气设备销售；普通机械设备安装服务；电子产品销售；电工仪器仪表销售；仪器仪表修理；风力发电技术服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；货物进出口；技术进出口；非居住房地产租赁；机械设备租赁；机械设备销售。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）许可项目：检验检测服务；道路货物运输（不含危险货物）；电气安装服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）（不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）
主要股东	自然人梁稳根为控股股东，持有45.73%股权
经营规模	2024年度营业收入为1,779,166.00万元

8、神华联合建设有限公司

供应商名称	神华联合建设有限公司
成立时间	2009-02-17
注册资本	10,200万元
注册地址	河南省新乡市长垣市蒲西匡城路总部花园A区6号楼
经营范围	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；电气安装服务；特种设备安装改造修理；建筑物拆除作业（爆破作业除外）；建筑劳务分包；施工专业作业；建设工程施工；建设工程设计（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：工程造价咨询业务；园林绿化工程施工；专业保洁、清洗、消毒服务；工程管理服务；机械设备租赁；防腐材料销售；保温材料销售；防火封堵材料销售；耐火材料销售；金属材料制造；金属材料销售；建筑材料销售；建筑装饰材料销售；新材料技术研发；工程技术服务（规划管理、勘察、设计、监理除外）（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）
主要股东	自然人李辉持有95.01%股权、自然人王晓英持有4.99%股权
经营规模	未披露

9、中国电力建设集团有限公司及其附属企业

供应商名称	中国电力建设集团有限公司
成立时间	2011-09-28
注册资本	3,186,339.01万元
注册地址	北京市海淀区玲珑巷路1号院1号楼9层
经营范围	承包与其实力、规模、业绩相适应的国外工程项目；对外派遣实施上述境外工程所需的劳务人员；境内外水电、火电、核电、风电、太阳能发电及送变电工程和水利、水务工程总承包与规划、勘察设计、施工安装、技术研发、项目管理、咨询、监理、设备检修及相关设备的制造、修理、租赁；电力项目开发、投资、建设、管理、销售；境内外公路、铁路、港口、航道、机场、房屋、市政工程、城市轨道交通、环境工程、矿山、冶炼及石油化工的勘察设计、施工安装、技术研发、项目管理、咨询、监理、设备检修及相关设备制造修理租赁、开发、投资、建设、经营管理、生产销售；招标业务；进出口业务；房地产开发经营；实业投资、管理；物流仓储。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）
主要股东	国务院国有资产监督管理委员会持有90%股权、社保基金持有10%股权
经营规模	2024年度营业收入为71,762,656.61万元

注：中国电力建设集团有限公司及其附属企业包括中国电建集团湖北工程有限公司、浙江电力建设土建工程质量检测中心有限公司、上海电力建设有限责任公司、中国电建集团山东电

力建设第一工程有限公司及中国电建集团重庆工程有限公司。

10、中元路泰建设集团有限公司

供应商名称	中元路泰建设集团有限公司
成立时间	2003-08-21
注册资本	30,060万元
注册地址	河北省邯郸市邯山区渚河路282号金业国际大厦2单元22层2203号
经营范围	许可项目：建设工程施工；文物保护工程施工；地质灾害治理工程施工；路基路面养护作业；施工专业作业；建筑物拆除作业（爆破作业除外）；公路管理与养护；住宅室内装饰装修；特种设备安装改造修理；劳务派遣服务；城市生活垃圾经营性服务；城市建筑垃圾处置（清运）；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；建设工程设计；铁路运输基础设备制造；道路货物运输（不含危险货物）。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：土石方工程施工；园林绿化工程施工；体育场地设施工程施工；金属门窗工程施工；市政设施管理；城乡市容管理；城市绿化管理；自然生态系统保护管理；工程管理服务；灌溉服务；普通机械设备安装服务；水污染防治服务；土地整治服务；环境卫生公共设施安装服务；农作物病虫害防治服务；建筑装饰材料销售；建筑工程用机械销售；水泥制品销售；建筑材料销售；再生资源销售；再生资源回收（除生产性废旧金属）；再生资源加工；人工造林；金属结构制造；金属结构销售。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）
主要股东	中海荣宇（北京）科技股份有限公司持有51%股权
经营规模	未披露

标的公司对上述主要供应商的采购履行了公开招标、单一来源采购程序等为依据确定采购价格，采购价格具备公允性。

二、报告期内主要供应商、采购内容和金额发生较大变化的原因，是否与标的公司发展阶段相匹配

标的公司风力发电项目于报告期前即开始建设，于 2023 年内实现全容量并网发电。故 2023 年度存在较大金额风机采购款（运达能源科技集团股份有限公司、三一重能股份有限公司）、工程施工款（中国能源建设集团有限公司及其附属企业、中国电力建设集团有限公司及其附属企业）。随工程施工陆续结算并付款且标的公司风力发电项目转入日常运营，采购金额大幅下降，采购类目主要为安全生产服务费、委托运营服务、风场监理服务费、保险费、设备/材料费及修理费等。与标的公司发展阶段相匹配。

三、标的公司向关联方采购的具体内容，关联采购的必要性、合理性，采购价格公允性及依据，不同标的公司关联采购规模、占比存在较大差异的原因和合理性；

（一）标的公司向关联方采购的具体内容，关联采购的必要性、合理性，采购价格公允性及依据

1、正蓝旗风电

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
经常性关联采购				
内蒙古上都发电有限责任公司	委托运营等服务	101.41	461.64	63.78
内蒙古上都第二发电有限责任公司	委托运营等服务	54.61	306.63	220.91
永诚财产保险股份有限公司	财产保险	76.63	324.89	105.32
华能能源交通产业控股有限公司	办公物资	21.47	82.91	5.88
北方联合电力有限责任公司	安全生产服务	412.50	1,650.00	-
小计		666.62	2,826.06	395.89
偶发性关联采购				
内蒙古上都发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	4,236.79
内蒙古上都第二发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	2,179.25
华能能源交通产业控股有限公司	上都风电项目建设物资	-	199.47	3,854.21
华能上海能源销售有限责任公司	绿电交易服务费	-	60.93	-
西安热工研究院有限公司	工程及设备监理	-	1,037.42	417.02
中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司	储能系统及配套设施建造服务	-	2,448.85	99,766.37
小计		-	3,746.68	110,453.63
合计		666.62	6,572.74	110,849.53

报告期内，正蓝旗风电向关联方合计采购金额分别为 110,849.53 万元、6,572.74 万元和 666.62 万元，关联采购金额逐年下降且降幅较大，主要系正蓝旗风电自建设阶段转入生产运营阶段，对外采购金额整体下降所致。正蓝旗风电报告期内关联采购情况具体如下：

（1）向上都火电采购委托运营服务

报告期内，正蓝旗风电向上都火电采购委托运营等服务金额分别为 284.69

万元、768.27 万元与 156.02 万元，占当期采购总额比例分别为 0.12%、3.57%及 19.91%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（二）委托运营费”。

（2）向上都火电采购并网技术服务

2023 年，正蓝旗风电向上都发电公司、上都第二发电公司采购技术服务金额分别为 4,236.79 万元、2,179.25 万元，占当期采购总额比例分别为 1.79%、0.92%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（四）/2、向上都火电采购技术服务”。

（3）向永诚财险采购保险服务

报告期内，正蓝旗风电支付保险金额分别为 105.32 万元、324.89 万元与 76.63 万元，占当期采购总额比例分别为 0.04%、1.51%及 9.78%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（三）保险费”。

（4）向华能能源交通产业控股有限公司采购上都风电项目建设物资及日常办公物资

报告期内，正蓝旗风电主要向华能能源交通产业控股有限公司（以下简称“华能交通”）采购线缆、箱式变压器等备品备件，用于上都风电项目的工程建设，进而形成偶发性关联交易；报告期内有关采购金额达 3,854.21 万元、199.47 万元与 0 万元。与此同时，正蓝旗风电向华能交通采购少量办公物资，进而形成经常性关联交易，报告期内有关采购金额达 5.88 万元、82.91 万元与 21.47 万元。

根据中国华能及北方公司目前实施的采购管理制度，中国华能下属公司如需采购原材料、备品备件，可通过华能交通作为物资供应服务主体单位，执行“统供”模式并履行招投标工作，华能交通按照中国华能下属各公司具体项目的实际需求与中标供应商统一签订采购合同、与中国华能下属公司签订供货合同（付款进度、付款比例与采购合同一致），下属公司按照供货合同向华能交通进行付款结算。标的公司采购价格按华能交通公司实际外购价格结算，交易价格公平合理。

（5）向北方公司采购安全生产技术服务

报告期内，正蓝旗风电向北方公司支付安全生产服务费，各期金额分别为 0

万元、1,650.00 万元与 412.50 万元，占当期采购总额比例分别为 0.00%、7.67% 及 52.64%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（一）/3、向北方公司支付的安全生产服务费”。

（6）向华能上海能源销售有限责任公司采购绿电交易服务

2024 年度，正蓝旗风电向华能上海能源销售有限责任公司采购绿电交易服务，并据此支付 60.93 万元。正蓝旗风电借助该公司通过代销绿电交易方式，拓展上海地区绿电能源交易市场，实现绿电价值变现。采购价格依照最终成交额确定，由华能上海能源销售有限责任公司抽取经销分成，交易价格具备公允基础。

（7）向西安热工院采购工程及设备监理服务

报告期内，正蓝旗风电向西安热工院采购工程及设备监理服务、风场运维技术服务，关联采购金额分别为 417.02 万元、1,037.42 万元与 0 万元，占当期采购总额比例分别为 0.18%、4.82%与 0.00%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（四）/3、向西安热工院采购技术服务”。

（8）向清能院采购储能系统及配套工程建造服务

2023-2024 年，正蓝旗风电向清能院采购储能系统及配套工程建造服务金额分别为 99,766.37 万元、2,448.85 万元，占当期采购总额比例分别为 42.04%、11.39%。

清能院是中国华能下属专职从事新能源技术开发的法人主体，具备丰富的大型储能项目设计及建设经验。报告期内，标的公司为建造上都风电项目的配套储能项目，向清能院采购储能系统及配套工程建造服务。标的公司已履行单一来源采购程序，采购程序于 2022 年 9 月履行，包括初步审查、谈判磋商、价格谈判及多次磋商等各环节，其中价格谈判环节由招标谈判小组就清能院提供的实施方案及报价进行详细磋商谈判，并参考 2022 年上半年及近期储能 EPC 项目的市场成交价，对供应商提供的报价进行分析比较，同清能院展开多轮谈判磋商后就采购价格达成一致意见，采购价格具备公允性。

2、北方多伦

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025年1-3月	2024年度	2023年度
经常性关联采购				
内蒙古上都发电有限责任公司	委托运营服务	35.40	203.14	186.48
内蒙古上都第二发电有限责任公司	委托运营服务	19.06	135.77	56.88
永诚财产保险股份有限公司	财产保险	24.97	121.10	53.58
华能能源交通产业控股有限公司	办公物资	-	36.76	5.95
北方联合电力有限责任公司	安全生产服务	187.50	750.00	-
小计		266.94	1,246.77	302.89
偶发性关联采购				
内蒙古上都发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	1,925.47
内蒙古上都第二发电有限责任公司	并网技术服务	-	-	990.57
华能能源交通产业控股有限公司	上都风电项目建设物资	-	24.62	400.20
西安热工研究院有限公司	工程及设备监理	-	463.81	221.18
小计		-	488.42	3,537.42
合计		266.94	1,735.19	3,840.31

报告期内，北方多伦向关联方合计采购金额分别为 3,840.31 万元、1,735.19 万元和 266.94 万元，关联采购金额逐年下降且降幅较大，主要系北方多伦自建设阶段转入生产运营阶段，对关联方的采购金额整体下降所致。北方多伦关联采购占当期采购总额比例分别为 10.57%、32.00%与 92.87%。北方多伦报告期内关联采购情况具体如下：

（1）向上都火电采购委托运营服务

报告期内，北方多伦向上都火电采购委托运营服务金额分别为 243.36 万元、338.91 万元与 54.46 万元，占当期采购总额比例分别为 0.68%、6.25%及 18.95%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（二）委托运营费”。

（2）向上都火电采购并网技术服务

2023 年，北方多伦向上都发电公司、上都第二发电公司采购技术服务金额分别为 1,925.47 万元、990.57 万元，占当期采购总额比例分别为 5.39%、2.77%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（四）/2、向上都火电采购技术服务”。

（3）向永诚财险采购保险服务

报告期内，北方多伦支付保险金额分别为 53.58 万元、121.10 万元与 24.97 万元，占当期采购总额比例分别为 0.15%、2.23%及 8.69%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（三）保险费”。

（4）向华能交通采购上都风电项目建设物资及日常办公物资

报告期内，北方多伦主要向华能交通采购线缆、箱式变压器等备品备件，用于上都风电项目的工程建设，进而形成偶发性关联交易；报告期内有关采购金额达 400.20 万元、24.62 万元与 0 万元。与此同时，北方多伦向华能交通采购少量办公物资，进而形成经常性关联交易，报告期内有关采购金额达 5.95 万元、36.76 万元与 0 万元。相关交易原因及定价原则与正蓝旗风电该等交易所述情形一致。

（5）向北方公司采购安全生产技术服务

报告期内，北方多伦向北方公司支付安全生产服务费，各期金额分别为 0 万元、750.00 万元、187.50 万元，占当期采购总额比例分别为 0.00%、13.83%及 65.23%。

具体情况参见本回复“问题 9/四/（一）/3、向北方公司支付的安全生产服务费”。

（6）向西安热工院采购工程及设备监理服务

报告期内，北方多伦向西安热工院采购工程及设备监理服务、风场运维技术服务，关联采购金额分别为 221.18 万元、463.81 万元与 0 万元，占当期采购总额比例分别为 0.62%、8.55%与 0.00%。具体情况参见本回复“问题 9/四/（四）/3、向西安热工院采购技术服务”。

（二）不同标的公司关联采购规模、占比存在较大差异的原因和合理性

1、正蓝旗风电承担配套储能项目建造工作，致使偶发性关联交易金额显著大于北方多伦

报告期内，正蓝旗风电承担 500KV 汇集站、储能项目的建设任务，并负责有关设施的后续运行维护。基于此，正蓝旗风电需向清能源采购储能系统及配套工程建造服务。报告期各期，有关服务金额分别为 99,766.37 万元、2,448.85 万

元，占当期采购总额比例分别为 42.04%、11.39%。

剔除有关采购金额后，标的公司关联采购金额对比情况如下：

单位：万元

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
正蓝旗风电	经常性关联采购	666.62	2,826.06	395.89
	偶发性关联采购	-	3,746.68	110,453.63
	合计①	666.62	6,572.74	110,849.53
	其中：向清能源采购储能系统及 配套工程建设服务②		2,448.85	99,766.37
	调整后合计③=（①-②）	666.62	4,123.89	11,083.16
北方多伦	经常性关联采购	266.94	1,246.77	302.89
	偶发性关联采购	-	488.42	3,537.42
	合计④	266.94	1,735.19	3,840.31
关联采购比例	①/④	2.50	3.79	28.86
	③/④	2.50	2.38	2.89

由上表所示，剔除与清能源直接发生的采购金额后，报告期各期，正蓝旗风电与北方多伦的关联采购金额比例为 2.89 倍、2.38 倍与 2.50 倍，与标的公司资产规模及经营体量比例基本一致。

2、标的公司资产规模及经营体量存在差异

北方多伦较正蓝旗风电的关联采购等关联交易规模较小，根本原因在于两家公司的资产规模、经营体量及运维复杂度存在差异。具体情况如下：

项目		正蓝旗风电①	北方多伦②	相对比例①/②
财 务 数据	资产总额（万元）	595,998.32	291,326.93	2.05
	营业收入（万元）	106,020.32	51,246.06	2.07
	净利润（万元）	64,930.39	34,409.50	1.89
经 营 数据	风机数量（台）	231	111	2.08
	装机容量（MW）	1100	500	2.2
	人均装机容量（MW/人）	20.37	18.52	1.10

注：此处列示 2024 年度/2024 年末标的资产经审计财务数据或经营数据。

由上表所示，北方多伦员工数量较少系其资产规模小、设施复杂度低、运维需求精简的必然结果，人员配置与经营体量匹配度较高，且人均效能处于合理区间。

除此之外，正蓝旗风电承担 500KV 汇集站、储能项目的运行维护职责，提升正蓝旗风电的运维复杂度，具体情况如下：

建造运维设施	正蓝旗风电	北方多伦
风电场设施	金莲川风电场、卓伦风电场、辉斯高风电场等 3 座风电场，装机容量达 110MW	多伦风电场、西山湾风电场等 2 座风场，装机容量达 50MW
升压站	3 座 220KV 升压站及配套设施	2 座 220KV 升压站及配套设施
输变电线路及沿线杆塔	3 条 220kV 输变电线路、248 基杆塔	2 条 220kV 输变电线路、95 基杆塔
输变电特殊设施	1 座 500kV 汇集站	-
储能项目	1 座储能电站、1 座 220kV 升压站等配套设施	-

一方面，正蓝旗风电所管理、运营的常规发电设施规模较北方多伦更大；另一方面，正蓝旗风电额外管理 500kV 汇集站、储能电站等特种配套设施，需要专项运维团队支持，进一步推升人员需求。

综上所述，北方多伦员工数量较正蓝旗人数更少，根本原因在于两家公司的资产规模、经营体量及运维复杂度存在差异，具有合理性。

四、预期未来关联采购规模、占比情况，说明是否存在关联方依赖及依据，规范关联交易、防范利益输送的措施及有效性

（一）预期未来关联采购规模、占比情况，说明是否存在关联方依赖及依据

根据上市公司 2024 年度、2025 年 1-3 月的财务报表，以及中证天通出具的《备考审阅报告》，上市公司本次交易前后关联交易数据如下：

单位：万元

项目	2025年1-3月		2024年度	
	本次交易前	本次交易后（备考）	本次交易前	本次交易后（备考）
向关联方销售商品、提供劳务金额	81,334.48	81,435.32	358,972.86	358,269.03
营业收入	505,204.49	544,839.03	2,229,363.31	2,385,507.84
占营业收入比例	16.11%	14.95%	16.10%	15.02%
向关联方采购商品、接受劳务金额	86,063.01	86,786.07	522,420.17	529,620.93
营业成本	378,719.32	389,826.41	1,799,933.14	1,845,595.92
占营业成本比例	22.72%	22.26%	29.02%	28.70%

本次交易完成后，上市公司及其子公司与关联方的持续性关联交易主要包括采购商品/接受劳务、出售商品/提供劳务、关联租赁等。通过本次交易，上市公

司关联销售及关联采购金额有所上升，但相关占比均有所下降，有利于规范上市公司的关联交易。

整体而言，上市公司不存在对关联方依赖较大的情形，不会对上市公司独立性造成影响。

本次交易完成后，上市公司与控股股东、实际控制人及其关联企业之间的关联交易将继续严格按照有关法律法规、上市公司《关联交易管理制度》及《公司章程》要求履行交易的决策程序，遵循平等、自愿、等价、有偿的原则，定价依据充分、合理，确保不损害公司和股东的利益。

（二）规范关联交易、防范利益输送的措施及有效性

1、上市公司现行的关联交易制度

为规范关联交易，保证公司与关联方之间所发生的关联交易的合法性、公允性、合理性，公司在《公司章程》《股东会议事规则》《董事会议事规则》《独立董事工作细则》等制度中对回避表决、审批权限划分、独立董事监督等进行了专门规定。公司制定了《关联交易管理制度》，对关联方及关联交易认定、关联交易的披露和决策程序、关联交易的内部控制等事项作出明确规定，进一步规范了公司与其关联方之间的关联交易，确保公司的关联交易不损害公司和全体股东的利益，控制关联交易的风险，使公司的关联交易符合公平、公正、公开的原则。

有关制度及约束文件中，针对关联交易采取的主要措施如下：

（1）《公司章程》中对关联交易的决策制度和程序做出的规定

第八十六条具体规定：股东会审议有关关联交易事项时，关联股东不应当参与投票表决，其所代表的有表决权的股份数不计入有效表决总数；股东会决议的公告应当充分披露非关联股东的表决情况。

股东会在表决相关关联交易事项时，董事会对该关联交易事项所作的解释或说明应由非关联董事做出。股东会对该关联事项进行讨论时，关联股东应当回避。

第一百一十六条具体规定：公司发生以下收购出售资产、对外投资、资产抵押、委托理财、关联交易、对外捐赠等事项，由董事会批准：

（二）关联交易：

关联交易是指公司及控股子公司与关联人发生的转移资源或义务的事项，具体内容遵从有权部门的相关规定。

公司拟与关联自然人发生的 30 万元以上关联交易，应当提交公司董事会审议批准。

公司与关联法人发生的交易金额在 300 万元以上，且占公司最近一期经审计净资产绝对值 0.5% 以上的关联交易（上市公司提供担保除外），应当提交公司董事会审议批准。

公司与关联人发生的交易（公司提供担保、获赠现金资产、单纯减免公司义务的债务除外）金额在 3000 万元以上，且占公司最近一期经审计净资产绝对值 5% 以上的关联交易，公司董事会在作出决议后需提交股东会批准后方可实施，任何与该关联交易有利害关系的关联人在股东会上应当放弃对该议案的投票权。

公司董事会在审议关联交易事项时，应在征得公司独立董事的同意后，方可提交公司董事会审议；公司将有关出售或收购资产、股权等关联交易事项提交董事会或股东会审议前，应聘请具有执行证券、期货相关业务资格的中介机构，对交易标的进行审计或者评估。

由公司控制或持有 50% 以上股份的子公司发生的关联交易，视同公司行为。公司关联人与公司签署涉及关联交易的协议，公司董事会、股东会在审议关联交易时，须采取必要的回避措施。

公司与关联人就同一标的或与同一关联人在连续 12 个月内达成的关联交易累计金额达到前述标准的，按本规定执行。

公司与关联人达成以下的交易，可免于按照本关联交易规定执行：

- 1、关联人按照公司的募股说明书认购股份；
- 2、关联人依据股东会决议领取股息或者红利；
- 3、关联人购买公司发行的债券；
- 4、公司与其控股子公司发生的关联交易；
- 5、法律、行政法规、部门规章及本章程规定的其他情形。

（2）《股东会议事规则》中的规定

第五十二条规定：股东与股东会拟审议事项有关联关系时，应当回避表决，其所持有表决权的股份不计入出席股东会有表决权的股份总数。

股东会在表决相关关联交易事项时，董事会对该关联交易事项所作的解释或说明应由非关联董事做出。

（3）《董事会议事规则》中的规定

第十五条规定：董事个人或者其所任职的其他企业直接或者间接与公司已有的或者计划中的合同、交易、安排有关联关系时（聘任合同除外），不论有关事项在一般情况下是否需要董事会批准同意，均应当尽快向董事会披露其关联关系的性质和程度。

第四十四条规定：在审议关联交易事项时，非关联董事不得委托关联董事代为出席；关联董事也不得接受非关联董事的委托。

第五十二条规定：公司《公司章程》规定的因董事与会议提案所涉及的企业有关联关系，董事应当对有关提案回避表决。

在董事回避表决的情况下，有关董事会会议由过半数的无关联关系董事出席即可举行，形成决议须经无关联关系董事过半数通过。出席会议的无关联关系董事人数不足三人的，不得对有关提案进行表决，而应当将该事项提交股东会审议。

2、控股股东关于减少和规范关联交易、避免资金占用的承诺

（1）关联交易

为规范上市公司与北方公司可能存在的关联交易，北方公司已出具《关于规范与减少关联交易的承诺函》，承诺并履行以下事项：

“1、北方公司将诚信和善意履行作为内蒙华电控股股东的义务，北方公司及北方公司控制的其他企业将采取措施规范并尽量减少与内蒙华电之间的关联交易。

2、对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与内蒙华电签订规范的关联交易合同，

保证关联交易价格的公允性。

3、严格按照有关法律、法规和公司章程的规定履行批准程序，包括但不限于必要的关联董事/关联股东回避表决等义务，并按照有关法律、法规和公司章程的规定履行关联交易的信息披露义务。

4、保证不通过关联交易非法转移内蒙华电的资金、利润，不利用关联交易损害内蒙华电或内蒙华电其他股东的合法权益。

5、北方公司愿意承担由于违反上述承诺给内蒙华电造成的直接、间接的经济损失、索赔责任及额外的费用支出。”

（2）避免资金占用

为避免违规占用上市公司资金，北方公司就本次交易出具了《关于避免资金占用的承诺》，承诺履行以下事项：

“1、截至本承诺函出具之日，北方公司及北方公司控制的其他企业不存在违规占用上市公司资金的情况，上市公司亦没有为北方公司及北方公司控制的其他企业提供担保。

2、本次交易后，北方公司及北方公司控制的其他企业将继续遵守国家法律法规、规范性文件以及上市公司相关规章制度的规定，保证不会以任何方式违法违规占用上市公司资金、要求上市公司代垫费用、承担成本和其他支出或要求上市公司违法违规提供担保。

3、北方公司愿意承担由于违反上述承诺给上市公司造成的直接、间接的经济损失、索赔责任及额外的费用支出。”

五、标的公司在建工程的具体情况 & 主要用途，报告期各期投入和转固情况、目前建设状态和预计达到可使用状态时间以及是否与建设安排匹配，是否存在达到预定可使用状态但未及时转固的情形，是否存在停工、延期等情况；

（一）标的公司在建工程的具体情况 & 主要用途，报告期各期投入和转固情况

报告期内，标的公司主要在建工程项目包括正蓝旗风电的“110 万千瓦风电项目”及北方多伦的“50 万千瓦风电项目”，项目主要建设内容包括风力

发电场、升压站及汇集站等。报告期各期投入、当期转固定资产或无形资产情况如下表：

单位：万元

标的公司	项目	2025年1-3月	2024年	2023年
正蓝旗风电	期初余额	302.59	594.99	213,910.96
	本期投入	85.21	18,184.96	232,307.07
	本期转固定资产或无形资产	-	18,477.36	445,623.04
	期末余额	387.8	302.59	594.99
北方多伦	期初余额	117.62	-	143,349.51
	本期投入	-	4,097.35	35,261.71
	本期转固定资产或无形资产	-	3,979.74	178,611.22
	期末余额	117.62	117.62	-

标的公司风机于 2023 年全部并网发电、达到预定可使用状态，相关风机、升压站、汇集站等于 2023 年内转固；剩余零星土建工程、储能项目于 2024 年内陆续完工并达到预定可使用状态，标的公司根据工作量清单、发票等列示的具体金额进行转固。

（二）目前建设状态和预计达到可使用状态时间以及是否与建设安排匹配

截至本回复出具日，标的公司上述项目大部分工程已建设完毕并达到预定可使用状态，目前正在办理竣工决算验收；剩余零星配套的环水保工程尚在建设过程中，预计达到可使用状态时间为 2025 年 10 月。

（三）不存在达到预定可使用状态但未及时转固的情形，不存在停工、延期等情况

标的公司在建工程按照项目规划的建设周期开展，在工程安装或建设完成达到预定可使用状态时将在建工程转入固定资产。所建造的已达到预定可使用状态、但尚未办理竣工决算的固定资产，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。

标的公司风机于 2023 年全部并网发电、达到预定可使用状态，相关风机、升压站、汇集站等于 2023 年内转固，与在建工程变动情况相符，标的公司不存在在建工程达到预定可使用状态但未及时转固的情形，不存在停工、延期等情况。

六、在建工程造价公允性，实际投资总额与预计投资总额是否存在较大差异；相关投入是否均与项目建设相关，是否存在将不相关支出计入在建工程的情况及依据；资金具体流向、资金流入方主要情况以及是否与标的公司存在关联关系、其他利益安排或主要为标的公司服务的情形，相关支出的合理性和公允性。

（一）在建工程造价公允性，实际投资总额与预计投资总额是否存在较大差异

工程造价前期定价方面，标的公司重大工程采购活动主要集中在工程施工、设备采购支出等方面，该等采购活动的主要合同均已按照招投标管理办法履行招采程序。采购招标过程中，公司通常会对具体采购项目的金额进行提前测算，测算结果系基于对当下市场行情的了解或三方机构的概算参考而确定。供应商在投标文件中会详细说明其价格和计算依据，以确保其报价的准确性和合理性。在开标评标阶段，公司和行业专家会根据评标办法进行评估，以保证采购价格的公允性。

标的公司在建工程涉及的主要供应商均大部分通过招标程序确定，具体如下表所示：

序号	供应商名称	主要采购内容	供应商选择程序
1	运达能源科技集团股份有限公司	风机设备	公开招标
2	中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司	储能项目建设	单一来源采购
3	三一重能股份有限公司	风机设备	公开招标
4	中国能源建设集团西北电力建设工程有限公司	风场建设	公开招标
5	内蒙古上都发电有限责任公司	委托运营、并网服务	单一来源采购
6	中国能源建设集团江苏省电力建设第三工程有限公司	风场建设	公开招标
7	中国能源建设集团天津电力建设有限公司	风场建设	公开招标
8	中国能源建设集团北京电力建设有限公司	风场建设	公开招标
9	内蒙古上都第二发电有限责任公司	委托运营、并网服务	单一来源采购
10	华北电力科学研究院有限责任公司	技术服务	单一来源采购
11	中国能源建设集团湖南火电建设有限公司	风场建设	公开招标
12	西安热工研究院有限公司	技术服务	单一来源采购

序号	供应商名称	主要采购内容	供应商选择程序
13	正蓝旗恒盛建筑有限责任公司	环水保工程	公开招标
14	上海电力建设有限责任公司	风场建设	公开招标
15	中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司	风场建设	单一来源采购
16	中国能源建设集团东北电力第一工程有限公司	风场建设	公开招标
17	中国电建集团山东电力建设第一工程有限公司	风场建设	公开招标
18	中元路泰建设集团有限公司	环水保工程	公开招标

报告期内，标的公司主要在建工程项目如下：

单位：万元

标的公司	项目名称	预计投资总额（含税）	截至2025年3月31日已投资总额（不含税）	截至2025年3月31日已投资总额（含税）
正蓝旗风电	110万千瓦风电项目	667,285.34	578,944.34	646,536.34
北方多伦	50万千瓦风电项目	243,345.40	212,929.52	236,220.52

截至 2025 年 3 月 31 日，标的公司主要在建工程项目的实际投资总额与预计投资总额存在少量差异，主要由于上述项目正在办理竣工决算验收，部分土建工程可能根据竣工决算验收结果进行细微调整，其最终的实际投资金额将待竣工决算验收后确定。标的公司主要在建工程项目的实际投资总额与预计投资总额不存在较大差异。

（二）相关投入均与项目建设相关，不存在将不相关支出计入在建工程的情况及依据，资金具体流向、资金流入方主要情况以及是否与标的公司存在关联关系、其他利益安排或主要为标的公司服务的情形，相关支出的合理性和公允性

标的公司在建工程相关投入、资金具体流向、资金流入方主要情况以及是否与标的公司存在关联关系、其他利益安排或主要为标的公司服务的情况如下表所示：

1、正蓝旗风电

单位：万元

供应商名称	款项性质	是否存在关联关系	是否存在其他利益安排	是否主要为标的公司服务	2025年1-3月	2024年度	2023年度
中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司	工程款	是	否	否	-	2,448.85	99,766.37

供应商名称	款项性质	是否存在 关联关系	是否存在 其他利益 安排	是否主要 为标的公 司服务	2025年 1-3月	2024年度	2023年度
运达能源科技集团股份有限公司	设备款	否	否	否	-	-	84,405.30
三一重能股份有限公司	设备款	否	否	否	-	-	21,953.98
中国能源建设集团西北电力建设工程有限公司	工程款	否	否	否	-	663.00	7,455.96
中国能源建设集团江苏省电力建设第三工程有限公司	工程款	否	否	否	-	1,216.79	4,582.79
中国能源建设集团天津电力建设有限公司	工程款	否	否	否	-	3,458.00	653.86
中国能源建设集团北京电力建设有限公司	工程款	否	否	否	-	1,831.68	2,118.35
华能能源交通产业控股有限公司	设备款	是	否	否	-	-	3,858.12
正蓝旗恒盛建筑有限责任公司	工程款	否	否	否	-	2,405.20	-
华北电力科学研究院有限责任公司	服务费	否	否	否	-	2,017.34	-
西安热工研究院有限公司	服务费	是	否	否	-	860.93	417.02
中国能源建设集团东北电力第一工程有限公司	工程款	否	否	否	-	714.00	513.76
中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司	服务费	否	否	否	-	643.5.00	339.69
北京科东电力控制系统有限责任公司	设备款	否	否	否	-	-	698.39
中国电建集团湖北工程有限公司	工程款	否	否	否	-	258.00	168.81
深圳市沃尔核材股份有限公司	设备款	否	否	否	-	-	326.99
北京华腾盛和科技有限公司	设备款	否	否	否	-	-	188.68
内蒙古联友建设工程集团有限公司	工程款	否	否	否	-	-	170.37
江苏诺威建设工程有限公司	工程款	否	否	否	-	-	169.63
北京东荣盛世科	服务费	否	否	否	-	-	153.63

供应商名称	款项性质	是否存在 关联 关系	是否存在 其他利益 安排	是否主要 为标的公 司服务	2025年 1-3月	2024年度	2023年度
技有限公司							
内蒙古金禾嘉庆 机电设备有限责 任公司	设备款	否	否	否	-	-	134.29
南京南瑞继保工 程技术有限公司	设备款	否	否	否	-	-	85.84
主要供应商合计					-	16,517.29	228,161.82
在建工程新增金额					85.21	18,184.96	232,307.07
主要供应商占当期在建工程新增金额比例					-	90.83%	98.22%

2、北方多伦

单位：万元

供应商名称	款项性质	是否存在 关联 关系	是否存在 其他利益 安排	是否主要 为标的公 司服务	2025年 1-3月	2024 年度	2023 年度
运达能源科技集团 股份有限公司	设备款	否	否	否	-	-	27,004.19
中国能源建设集团 湖南火电建设有限 公司	工程款	否	否	否	-	851.25	1,510.09
上海电力建设有限 责任公司	工程款	否	否	否	-	539.16	1,058.73
中国电建集团山东 电力建设第一工程 有限公司	工程款	否	否	否	-	503.16	593.58
中元路泰建设集团 有限公司	工程款	否	否	否	-	876.54	-
西安热工研究院有 限公司	服务费	是	否	否	-	416.64	221.18
华北电力科学研究 院有限责任公司	服务费	否	否	否	-	96.88	354.16
华能能源交通产业 控股有限公司	设备款	是	否	否	-	36.10	339.40
中国电力工程顾问 集团华北电力设计 院有限公司	服务费	否	否	否	-	242.50	102.95
北京科东电力控制 系统有限责任公司	设备款	否	否	否	-	-	310.00
内蒙古联友建设工 程集团有限公司	工程款	否	否	否	-	-	161.25
北京中电昊海科技 有限公司	设备款	否	否	否	-	119.41	-
深圳市沃尔核材股 份有限公司	设备款	否	否	否	-	-	114.69

供应商名称	款项性质	是否存在关联关系	是否存在其他利益安排	是否主要为标的公司服务	2025年1-3月	2024年度	2023年度
北京华腾盛和科技有限公司	设备款	否	否	否	-	-	113.21
北京东荣盛世科技有限公司	设备款	否	否	否	-	-	109.73
中国电建集团重庆工程有限公司	工程款	否	否	否	-	96.90	-
江苏诺威建设工程有限公司	工程款	否	否	否	-	-	87.06
内蒙古汇兴源实业有限公司	设备款	否	否	否	-	-	83.75
北京四方继保自动化股份有限公司	设备款	否	否	否	-	77.35	-
主要供应商合计					-	3,855.88	32,163.97
在建工程新增金额					-	4,097.35	35,261.71
主要供应商占当期在建工程新增金额比例					-	94.11%	91.22%

标的公司在建工程支出主要包括土建及安装工程、风机设备款等，均与工程建设项目相关，不存在将不相关支出计入在建工程的情况，相关支出具备合理性和公允性。

七、核查程序和核查意见

（一）核查程序

独立财务顾问和会计师对供应商和在建工程的核查如下：

1、了解标的公司采购与付款循环相关的内部控制流程、内部控制制度以及各项关键控制点；

2、查询标的公司主要供应商的工商资料，核查主要供应商的背景信息；

3、对报告期内标的公司的主要供应商进行实地走访，了解主要供应商基本情况、与标的公司的合作历史、主要合作内容、付款条款、合同签署情况、关联关系等情况；

（1）独立财务顾问执行的访谈程序

①正蓝旗风电

	2025年1-3月	2024年度	2023年度
采购金额（万元）（A）	783.60	21,508.53	237,322.61

	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
向走访供应商采购金额（万元）（B）	568.52	12,797.28	227,830.86
向走访供应商采购金额比例（C=B/A）	72.55%	59.50%	96.00%

②正蓝旗风电

	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	287.44	5,422.17	35,739.30
向走访供应商采购金额（万元）（B）	241.97	3,446.29	33,374.50
向走访供应商采购金额比例（C=B/A）	84.18%	63.56%	93.38%

（2）会计师执行的访谈程序

①正蓝旗风电

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
访谈供应商采购金额（A）		10,275.25	221,127.29
采购总额（B）	752.43	21,362.05	241,458.61
访谈供应商采购金额占比（C=A/B）		48.10%	91.58%

②北方多伦

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
访谈供应商采购金额（A）		2,310.21	30,212.26
采购总额（B）	597.16	5,249.69	37,222.96
访谈供应商采购金额占比（C=A/B）		44.01%	81.17%

4、对报告期内标的公司主要供应商采购情况执行函证程序，发函询证标的公司采购金额、应付账款余额等与主要客户账面记录是否相符，对未回函及回函不符的供应商采取替代测试，核实采购真实性、准确性；

（1）独立财务顾问执行的函证程序

①正蓝旗风电

项目	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	783.60	21,508.53	237,322.61
函证确认金额（万元）（B）	445.80	18,532.13	230,226.20
回函比例（C=B/A）	56.89%	86.16%	97.01%

②北方多伦

项目	2025 年 1-3 月	2024 年度	2023 年度
采购金额（万元）（A）	287.44	5,422.17	35,739.30
函证确认金额（万元）（B）	202.63	4,507.20	33,649.49
回函比例（C=B/A）	70.49%	83.13%	94.15%

（2）会计师执行的函证程序

①正蓝旗风电

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
采购金额（A）	752.43	21,362.05	241,458.61
采购发函金额（B）	642.55	20,396.30	235,392.11
发函比例（C=B/A）	85.40%	95.48%	97.49%
采购回函金额（D）	642.55	16,458.04	233,226.69
回函比例（E=D/B）	100.00%	80.69%	99.08%
应付账款余额（F）	1,140.91	677.87	6,807.71
应付账款发函金额（G）	1,021.43	638.74	6,801.00
发函比例（H=G/F）	89.53%	94.23%	99.90%
应付账款回函金额（I）	1,010.03	627.34	6,801.00
回函比例（J=I/G）	98.88%	98.22%	100.00%
其他应付账款余额（F）	94,218.35	95,283.41	132,270.96
其他应付账款发函金额（G）	94,014.31	94,696.33	131,363.64
发函比例（H=G/F）	99.78%	99.38%	99.31%
其他应付账款回函金额（I）	90,235.82	90,704.72	129,574.13
回函比例（J=I/G）	95.98%	95.78%	98.64%

②北方多伦

单位：万元

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
采购金额（A）	597.16	5,249.69	37,222.96
采购发函金额（B）	560.72	5,165.03	35,271.40
发函比例（C=B/A）	93.90%	98.39%	94.76%
采购回函金额（D）	560.72	5,068.16	34,917.24
回函比例（E=D/B）	100.00%	98.12%	99.00%
应付账款余额（F）	745.41	276.76	3,102.90

项目	2025年1-3月	2024年度	2023年度
应付账款发函金额（G）	697.57	262.82	3,091.00
发函比例（H=G/F）	93.58%	94.97%	99.62%
应付账款回函金额（I）	689.97	255.22	3,091.00
回函比例（J=I/G）	98.91%	97.11%	100.00%
其他应付账款余额（F）	22,565.84	23,733.31	38,368.62
其他应付账款发函金额（G）	22,546.48	23,694.25	38,290.30
发函比例（H=G/F）	99.91%	99.84%	99.80%
其他应付账款回函金额（I）	22,210.33	23,261.23	37,936.14
回函比例（J=I/G）	98.51%	98.17%	99.08%

5、了解和评价与资产计量相关的内部控制制度中关键控制的设计有效性并对其进行运行有效性进行测试；

6、获取报告期的在建工程台账，对主要在建工程实施监盘程序，检查、统计工程建设进度，获取转固文件，评价转固时点以及转固金额的准确性；

7、检查利息资本化是否正确。复核计算资本化利息的借款费用、资本化率、实际支出数以及资本化的开始和停止时间；

8、检查报告期各项在建工程的实际发生情况，包括投资规模、投资期限、建造方式、开工与竣工时间、各期投资金额等，与相关项目批复、内部决策程序、采购、施工、承包合同、预决算单、结算与付款记录是否一致；

独立财务顾问和会计师对关联采购的核查如下：

1、获取正蓝旗风电、北方多伦 2023-2025 年 3 月的关联采购台账，核对关联方名称、交易内容、各期金额情况；

2、查阅《委托日常管理服务协议》《财产保险单》《储能系统建造合同》等关联采购对应的合同，及相关付款凭证、发票，确认定价依据和交易真实性。

3、获取标的公司主要资产及经营数据，核查不同标的公司关联采购差异原因。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、会计师认为：

- 1、报告期内，标的公司向供应商采购的具体内容及用途具备合理性；
- 2、标的公司对主要供应商的采购履行了公开招标、单一来源采购程序等确定采购价格，采购价格具备公允性；
- 3、报告期内主要供应商、采购内容和金额发生较大变化的原因与标的公司工程项目建设进度有关，与标的公司发展阶段相匹配；
- 4、标的公司向关联方采购内容清晰，分类符合业务实质，正蓝旗风电、北方多伦关联采购内容与业务阶段高度匹配，关联采购具备必要性、合理性；关联采购公允；不同标的公司关联采购差异的原因合理，与经营体量匹配。
- 5、本次交易完成后，预期上市公司未来关联采购规模可控、占比呈下降趋势；上市公司不存在关联方依赖，上市公司规范关联交易、防范利益输送的措施完善、切实有效。
- 6、标的公司主要在建工程项目包括正蓝旗风电的“110 万千瓦风电项目”及北方多伦的“50 万千瓦风电项目”，已列示报告期各期投入和转固情况、目前建设状态和预计达到可使用状态时间，不存在达到预定可使用状态但未及时转固的情形，不存在停工、延期等情况；
- 7、标的公司在建工程造价公允性，不存在实际投资总额与预计投资总额存在较大差异的情况；
- 8、标的资产相关投入均与项目建设相关，不存在将不相关支出计入在建工程的情况及依据，不存在其他利益安排或主要为标的公司服务的情形，相关支出具备合理性和公允性。

问题 13. 其他

重组报告书披露，（1）本次交易拟发行股份数量为 82,698.57 万股；（2）标的公司对外担保、资质许可、诉讼仲裁、行政处罚等情况均为截至 2025 年 3 月 31 日信息；（3）最近三年内，正蓝旗风电分别因建设项目未重新报批环境影响评价文件、发生生产安全责任事故、未依法办理核准手续即开工建设受到三项行政处罚；（4）北方多伦、正蓝旗风电自有房屋均未取得房屋产权证书、正蓝旗风电存在一宗土地未取得不动产权证书；（5）正蓝旗风电租赁房产租期即将届满。

请公司在重组报告书中补充披露：（1）以“股”为单位披露本次交易拟发行股份数量；（2）更新标的公司非财务相关事项最新情况。

请公司披露：（1）环境影响评价批复、立项核准进展及其对标的公司持续经营的影响，是否构成本次交易的实质性障碍，被处罚事项相关内控措施及其有效性，相关风险揭示是否充分；（2）未取得产权证书的房屋、土地面积和价值，相关产权证书办理进度及其是否存在实质性障碍，对公司持续经营和本次交易估值定价的影响及对应安排；（3）租赁房产续期安排及其对持续经营的影响。

请独立财务顾问、律师核查并发表明确意见。

补充披露：

一、以“股”为单位披露本次交易拟发行股份数量

上市公司已经在重组报告书“重大事项提示”之“一、本次交易方案概述”之“（四）发行股份购买资产的具体情况”中补充披露如下：

发行数量	771,864,503股，占发行后上市公司总股本的比例为10.58%（不考虑募集配套资金）发行股份数量最终以经上交所审核通过并经中国证监会予以注册的发行数量为准 在本次发行股份购买资产的定价基准日至发行日期间，上市公司如有派息事项，发行价格不再调整，如有除派息以外的送股、资本公积金转增股本等除权、除息事项，发行数量将根据发行价格的调整情况进行相应调整
------	---

二、更新标的公司非财务相关事项最新情况

上市公司已在重组报告书有关章节，更新了标的公司非财务事项最新情况，

更新情况如下：

重组报告书章节	原内容	更新后
第四节/一/（四）/3、 对外担保情况	截至2025年3月31日，正蓝旗风电不存在正在履行中的对外担保（不包括借款人为自身债务提供担保的情况）。	截至本报告书出具日，正蓝旗风电不存在正在履行中的对外担保（不包括借款人为自身债务提供担保的情况）。
第四节/一/（四）/4、 涉及许可他人使用自己所有的资产，或者作为被许可方使用他人资产的情况	截至2025年3月31日，正蓝旗风电不存在许可他人使用标的公司所有资产，或者作为被许可方使用他人资产的情况。	截至本报告书出具日，正蓝旗风电不存在许可他人使用标的公司所有资产，或者作为被许可方使用他人资产的情况。
第四节/一/（六）/1、 重大未决诉讼和仲裁	截至2025年3月31日，正蓝旗风电不存在尚未了结的或可预见的未决诉讼、仲裁事项。	截至本报告书出具日，正蓝旗风电不存在尚未了结的或可预见的未决诉讼、仲裁事项。
第四节/一/（六）/2、 行政处罚	最近三年内，正蓝旗风电共计受到三项行政处罚……； ……综上所述，2022年1月1日至2025年3月31日，正蓝旗风电存在三项1万元以上的行政处罚… …	截至本报告书出具日，最近三年内，正蓝旗风电共计受到三项行政处罚……； ……综上所述，2022年1月1日至本报告书出具日，正蓝旗风电存在三项1万元以上的行政处罚……
第四节/一/（六）/3、 刑事处罚	最近三年内，正蓝旗风电未受到过刑事处罚。	截至本报告书出具日，最近三年内，正蓝旗风电未受到过刑事处罚。
第四节/一/（七）主要 经营资质	截至2025年3月31日，正蓝旗风电已取得的主要经营资质如下……	截至本报告书出具日，正蓝旗风电已取得的主要经营资质如下……
第四节/二/（四）/3、 对外担保情况	截至2025年3月31日，北方多伦不存在正在履行中的对外担保（不包括借款人为自身债务提供担保的情况）。	截至本报告书出具日，北方多伦不存在正在履行中的对外担保（不包括借款人为自身债务提供担保的情况）。
第四节/二/（四）/4、 涉及许可他人使用自己所有的资产，或者作为被许可方使用他人资产的情况	截至2025年3月31日，北方多伦不存在许可他人使用标的公司所有资产，或者作为被许可方使用他人资产的情况。	截至本报告书出具日，北方多伦不存在许可他人使用标的公司所有资产，或者作为被许可方使用他人资产的情况。
第四节/二/（六）/1、 重大未决诉讼和仲裁	截至2025年3月31日，北方多伦不存在尚未了结的或可预见的未决诉讼、仲裁事项。	截至本报告书出具日，北方多伦不存在尚未了结的或可预见的未决诉讼、仲裁事项。
第四节/二/（六）/2、 行政处罚	最近三年内，北方多伦未受到过行政处罚。	截至本报告书出具日，最近三年内，北方多伦未受到过行政处罚。
第四节/二/（六）/3、 刑事处罚	最近三年内，北方多伦未受到过刑事处罚。	截至本报告书出具日，最近三年内，北方多伦未受到过刑事处罚。
第四节/二/（七）主要 经营资质	截至2025年3月31日，北方多伦已取得的主要经营资质如下… …	截至本报告书出具日，北方多伦已取得的主要经营资质如下……

回复：

一、环境影响评价批复、立项核准进展及其对标的公司持续经营的影响，是否构成本次交易的实质性障碍，被处罚事项相关内控措施及其有效性，相关风险揭示是否充分

（一）有关行政处罚的背景情况

1、上都风电项目涉及多个子项目及生产设施

上都风电项目系国家新能源大基地标杆工程，突破大兆瓦陆上风电场设计和建设成套的技术难题，具有新能源装机规模及并网容量大、电力供应调频调峰能力强、跨区域输电线路距离长、先进技术（储能、输变电）集成度高的特点。

为落实前述功能性特点，上都风电项目在立项批复及建造过程中，按照审批部门、建设内容、规划施工进度的具体差异，拆分为三项子项目。具体情况如下：

序号	项目名称	建设内容	具体功能
1	风电基地厂区	1、正蓝旗风电负责建造正蓝旗厂区1100MW风电场 2、北方多伦负责建造多伦厂区500MW风电场	风力发电设施及厂区基地，新能源装机规模及并网容量大
2		1、正蓝旗风电负责建设一座500kV汇集站 2、正蓝旗风电负责建设三座220KV升压站，配套数量箱变、场内外道路等 3、北方多伦建设两座220KV升压站、配套数量箱变	承担电压等级转换、电力汇集、高压电力并网的作用
3		1、新建一座300MW/600Mwh储能电站 2、配套新建一座220kV升压站，接入上都电厂500kV汇集站220kV侧	电力供应调频调峰能力强、集成储能与输变电等先进技术
4	配套储能项目	在上都储能电站新建1回220kV线路至上都500千伏汇集站，路径长度为1.1公里	
5	输电线路项目	1、建设5条220kV输变电线路，其中多伦段2条、蓝旗段3条，线路全长113.4千米 2、共设杆塔343基，其中多伦段95基、蓝旗段248基	长距离输电线路通道，可实现跨区域电力输送

2、两处生产设施因未取得核准或批复受到行政处罚

（1）输变电线路项目的 8 处塔基未取得环评变更批复

标的公司建设的输电线路项目共包括 5 条 220kV 输变电线路、343 处塔基；2021 年 2 月 5 日，输电线路项目已取得内蒙古自治区生态环境厅出具的环评批复文件，即《关于北方上都百万千瓦级风电基地输变电项目环境影响报告书的批复》（内环审〔2021〕1 号）。

该项目建设过程中，正蓝旗风电对其负责的 E 段线路进行变更，正蓝旗风电需向内蒙古自治区生态环境厅重新报批该项目的环境影响报告书，并取得环境影

响变更评价批复。

正蓝旗风电未取得环评变更批复即推进该项目后续建设，违反了《中华人民共和国环境影响评价法》第二十四条第一款的规定。2022年9月21日，锡林郭勒盟生态环境局出具《行政处罚决定书》（蓝环罚字〔2022〕006号），决定对正蓝旗风电给予立即停止违法行为，罚款16.27万元的行政处罚。

（2）500KV 汇集站未取得立项核准

标的公司建设的500kV汇集站系风电基地厂区的生产设施之一。2021年4月16日，风电基地厂区已取得锡林郭勒盟能源局出具的立项审批文件，即《关于同意北方上都百万千瓦级风电基地项目变更核准有关内容的通知》（锡能源新字〔2021〕4号）。

根据《内蒙古自治区政府核准的投资项目目录（2017年本）》规定，“就电网工程，……不涉及跨境、跨省（区、市）输电的±500千伏及以上直流项目和500千伏、750千伏、1000千伏交流项目由自治区人民政府投资主管部门按照国家制定的相关规划核准，其他自治区境内跨盟市项目由自治区人民政府投资主管部门按照国家、自治区制定的相关规划核准，其余项目由盟行政公署、市人民政府投资主管部门按照国家、自治区制定的相关规划核准。”

因此，500千伏汇集站作为跨省电网工程要件，应由内蒙古自治区能源局审批；风电基地项目的其余建设内容可由锡林郭勒盟能源局审批。

正蓝旗风电建设的500千伏汇集站未取得内蒙古自治区能源局审批，违反了《企业投资项目核准和备案管理条例》第六条的规定。2023年11月29日，锡林郭勒盟能源局出具《行政处罚决定书》（锡能源罚〔2023〕01号），决定对正蓝旗风电给予责令停止建设、罚款53.5680万元的行政处罚。

（二）环境影响评价批复进展

正蓝旗风电已及时、足额缴纳了罚款，并积极推进重新报批环境影响评价文件的整改工作。截至本回复出具日，相关事宜已经内蒙古自治区生态环境厅专家评审会审议，目前正在按照会议要求准备和调整相关资料。

锡林郭勒盟生态环境局正蓝旗分局已就该等事项出具说明，证明“正蓝旗风

电已按照相关处罚决定书的要求按时、足额缴纳了相应罚款，并正在推进重新报批环境影响评价文件的整改工作，预计完成整改不存在障碍。上述违法行为不属于重大违法行为，不属于重大行政处罚”。

针对该等事项，北方公司已更新出具承诺，且上市公司已经在重组报告书“第一节 本次交易概况”之“八、本次交易相关方作出的重要承诺”中更新披露如下：

“标的公司的北方上都百万千瓦级风电基地输变电项目目前正常运营，该等项目不存在纠纷或潜在纠纷，标的公司并没有因其暂未办理上述环境影响评价批复受到重大不利影响。北方公司将积极促使标的公司尽快办理上述项目的相关审批手续；若标的公司因上述项目的审批手续事宜在评估基准日（即 2024 年 12 月 31 日）至交割日（即标的资产全部过户至上市公司名下之日）及交割日以后受到任何损失，北方公司将以标的公司实际损失发生额为依据，按照本次交易完成后上市公司持有相关标的公司的股权比例，给予上市公司足额现金补偿。”

综上所述，上述违法行为未造成严重后果，不会对正蓝旗风电的持续经营造成重大不利影响，亦不构成本次交易的实质性障碍。

（三）立项核准进展

正蓝旗风电已及时、足额缴纳了罚款，正在推进办理相关项目核准手续的整改工作。锡林郭勒盟能源局已于 2024 年 7 月 11 日出具《关于同意申请办理北方上都百万千瓦级风电基地项目 500kV 中心汇集站项目核准的复函》，同意相关方就 500kV 中心汇集站项目向内蒙古自治区能源局申报核准。此后，北方公司于 2025 年 1 月 2 日向内蒙古自治区能源局提交《关于锡盟上都外送 200 万千瓦风电配套 500 千伏输变电工程项目核准的请示》，提请内蒙古自治区能源局核准 500kV 中心汇集站项目。截至本回复出具日，内蒙古自治区能源局核准批复仍在履行中。

内蒙古自治区锡林郭勒盟能源局相关人员接受访谈并确认，正蓝旗风电已向内蒙古自治区能源局递交 500 千伏中心汇集站项目核准的申请文件。内蒙古自治区能源局受理申请后，将提交党组会审议并出具核准批复。目前可以按照程序取得内蒙古自治区能源局出具的项目核准文件，预计后续取得不存在实质性障碍；

在取得 500 千伏中心汇集站项目的核准手续前，正蓝旗风电可以正常从事生产经营活动，北方上都百万千瓦级风电基地输变电项目可以正常运行。

正蓝旗发展和改革委员会已就上述事项出具《证明》，载明“正蓝旗风电已按照相关处罚决定书的要求按时、足额缴纳了相应罚款，并正在推进办理相关项目核准手续的整改工作，预计完成整改不存在障碍。我局认为，正蓝旗风电的上述违法行为不属于重大违法行为，锡林郭勒盟能源局对其作出的行政处罚不属于重大行政处罚”。

针对该等事项，北方公司已更新出具承诺，且上市公司已经在重组报告书“第一节 本次交易概况”之“八、本次交易相关方作出的重要承诺”中更新披露如下：

“标的公司的 500 千伏中心汇集站目前正常运营，该等项目不存在纠纷或潜在纠纷，标的公司并没有因其暂未办理立项核准受到重大不利影响。北方公司将积极促使标的公司尽快办理上述项目的相关审批手续；若标的公司因上述项目的审批手续事宜在评估基准日（即 2024 年 12 月 31 日）至交割日（即标的资产全部过户至上市公司名下之日）及交割日以后受到任何损失，北方公司将以标的公司实际损失发生额为依据，按照本次交易完成后上市公司持有相关标的公司的股权比例，给予上市公司足额现金补偿。”

综上所述，上述违法行为未造成严重后果，不会对正蓝旗风电的持续经营造成重大不利影响，不构成本次交易的实质性障碍。

（四）被处罚事项相关内控措施及其有效性

截至本回复出具日，标的公司最近三年内存在 3 项处罚金额在 1 万元以上的行政处罚，具体情况如下：

序号	处罚对象	处罚时间	违法事实	处罚依据	处罚机关	处罚内容
1	正蓝旗风电	2022.09.26	正蓝旗风电作为施工项目发包单位，在项目施工单位的测风塔改造过程中发生一起一人死亡的高处坠落生产安全责任事故；违反了《生产安全事故报告和调查处理条例》第三条（四）项的规定	《中华人民共和国安全生产法》第一百一十四条	多伦县应急管理局	罚款 90.00 万元

序号	处罚对象	处罚时间	违法事实	处罚依据	处罚机关	处罚内容
2	正蓝旗风电	2022.09.21	正蓝旗风电作为项目建设单位，输变电项目 E 线 EN76G 等 8 处塔基未重新报批环境影响评价文件；违反了《中华人民共和国环境影响评价法》第二十四条第一款的规定	《中华人民共和国环境影响评价法》第三十一条第一款； 《内蒙古自治区生态环境系统行政处罚裁量基准规定（试行）》	锡林郭勒盟生态环境局	立即停止违法行为，并罚款 16.27 万元
3	正蓝旗风电	2023.11.29	正蓝旗风电作为项目建设单位，500 千伏中心汇集站未依法办理核准手续的情况下开工建设；违反了《企业投资项目核准和备案管理条例》第六条的规定	《企业投资项目核准和备案管理条例》第十八条	锡林郭勒盟能源局	责令停止建设，并罚款 53.57 万元

在安全生产管理方面，标的公司在受到第 1 项行政处罚后，及时、足额缴纳了罚款并积极整改。正蓝旗风电在事故发生后，对事故测风塔进行安全围挡，并及时拆除事故测风塔、消除现场安全隐患。标的公司严格执行《基建安全管理制度》等一系列安全生产管理规章制度，持续开展安全生产管理培训，不断提高员工的安全生产意识和安全技能；针对有关制度执行情况和安全生产情况，标的公司持续进行全面检查，为标的公司内部控制制度的有效实施提供保证。上述行政处罚事项发生后，截至本回复出具日，标的公司未再因工程施工发生其他安全生产事故。

在环境保护管理方面，标的公司在受到第 2 项行政处罚后，已及时、足额缴纳了罚款，并积极推进重新报批环境影响评价文件的整改工作。根据标的公司的书面确认，标的公司严格执行《环境保护管理实施细则》等内部规章制度，遵守国家环境保护法律法规，落实环境影响评价文件的批复及变更批复的要求，并通过持续开展环境保护管理规章制度培训的方式不断提高员工的环境保护意识，定期和不定期地对上述制度执行情况和环境保护情况进行全面检查，为公司内部控制制度的有效实施提供保证。上述行政处罚事项发生后，截至本回复出具日，标的公司未再因环评批复事项受到行政处罚。

在建设项目管理方面，标的公司在受到第 3 项行政处罚后，已及时、足额缴纳了罚款，并积极推进相关项目核准手续的整改工作。根据标的公司的书面确认，标的公司严格执行北方公司制定的《电力工程建设进度管理办法》，定期编制涉及核准手续等合规手续办理情况的建设项目进度报告，并通过持续开展建设项目

管理规章制度培训的方式不断提高员工的风险意识，定期和不定期地对上述制度执行情况进行全面检查，为公司内部控制制度的有效实施提供保证。上述行政处罚事项发生后，截至本回复出具日，标的公司未再因项目审批事项受到行政处罚。

综上所述，标的公司在受到行政处罚后，严格执行安全生产、环境保护、建设项目等方面的管理制度，并在在日常生产经营中积极落实，提高风险规范意识，截至本回复出具日，标的公司未再因相同事项受到行政处罚；本次交易完成后，其将严格按照上市公司相关管理制度健全安全生产、环境保护、建设项目管理体系并保证其有效执行。

（五）相关风险揭示是否充分

公司已在重组报告书之“第十二节 风险因素”之“二、与标的公司相关的风险”之“（六）关于两处生产设施暂未取得核准或批复的风险”补充披露相关风险提示：

“截至本报告书签署日，标的公司建设的输变电线路中，E 段线路的 8 处塔基暂未取得环境影响变更评价批复；标的公司建设的 500 千伏中心汇集站，暂未取得立项核准。针对前述情形，标的公司已受到行政处罚，标的公司已按时、足额缴纳罚款，目前正在积极落实整改要求。

鉴于相关生产设施的环评批复与立项核准办理时间存在不确定性，若标的公司无法及时取得相关批复和核准，可能会对标的公司未来的生产经营造成不利影响。”

二、未取得产权证书的房屋、土地面积和价值，相关产权证书办理进度及其是否存在实质性障碍，对公司持续经营和本次交易估值定价的影响及对应安排

（一）未取得产权证书的房屋

截至本回复出具日，正蓝旗风电和北方多伦共拥有 25 处、建筑面积合计 10,067.71 平方米的未取得产权证书的房屋。截至报告期末，上述未取得产权证书的房屋账面价值为 4,481.20 万元，占公司固定资产账面价值的比例为 0.62%，具体情况如下：

序号	实际使用人	物业位置	建筑面积 (m²)	用途	账面价值 (万元)	产权证书办理进展
1	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	5,430.00	储能配电楼站房	2,559.04	正在办理竣工验收手续
2	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	1,800.00	500kV汇集站综合楼	645.67	正在办理竣工验收手续
3	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	36.21	消防小间	19.17	正在办理竣工验收手续
4	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	36.21	消防小间	19.17	正在办理竣工验收手续
5	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	231.11	消防小间	121.62	正在办理竣工验收手续
6	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	17.58	220kV升压站库头房	9.01	正在办理竣工验收手续
7	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	19.23	220kV升压站库头房	9.86	正在办理竣工验收手续
8	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	21.16	220kV升压站库头房	10.85	正在办理竣工验收手续
9	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	32.23	500kV汇集站雨淋阀间	16.53	正在办理竣工验收手续
10	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	190.15	220kV升压站消防泵房	97.52	正在办理竣工验收手续
11	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	287.39	220kV升压站消防泵房	147.39	正在办理竣工验收手续
12	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	229.11	220kV升压站消防泵房	117.50	正在办理竣工验收手续
13	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	26.63	220kV升压站深井泵房	13.66	正在办理竣工验收手续
14	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	28.80	220kV升压站深井泵房	14.77	正在办理竣工验收手续
15	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	164.16	220kV升压站综合楼	84.19	正在办理竣工验收手续
16	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	170.63	220kV升压站综合楼	87.51	正在办理竣工验收手续
17	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	158.78	220kV升压站综合楼	81.43	正在办理竣工验收手续
18	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	24.07	220kV升压站库头房	8.64	正在办理竣工验收手续
19	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	36.71	220kV升压站库头房	13.17	正在办理竣工验收手续
20	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	295.73	220kV升压站消防泵房	106.09	正在办理竣工验收手续
21	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	351.53	220kV升压站消防泵房	126.11	正在办理竣工验收手续
22	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	33.89	220kV升压站深井泵房	12.16	正在办理竣工验收手续
23	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	44.99	220kV升压站深井泵房	16.14	正在办理竣工验收手续
24	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	156.73	220kV升压站综合楼	56.23	正在办理竣工验收手续

序号	实际使用人	物业位置	建筑面积 (m²)	用途	账面价值 (万元)	产权证书办理进展
25	北方多伦	内蒙古锡林郭勒盟多伦县	244.68	220kV升压站综合楼	87.78	正在办理竣工验收手续
合计			10,067.71	-	4,481.20	-

由上表所示，正蓝旗风电与北方多伦的未取得权属证书的房屋主要用于储能配电、消防泵房、深井泵房、库头房及综合楼等消防、储存或办公场所。此类场所主要用于承载能源项目的配套辅助设施，而非发电主厂房、风机运营中心、控制枢纽等直接创造营收的核心生产单元。

正蓝旗风电拥有的主要生产经营相关房屋共计 17 处、建筑面积合计 8,879.37 平方米，均坐落于正蓝旗风电已经取得权属证书的土地之上。该等房屋已取得建设用地规划许可证和建设工程规划许可证，已完成环保验收、安全验收、消防验收手续，正在办理整体竣工验收手续。根据正蓝旗不动产登记中心开具的说明，“正蓝旗风电已取得上述房屋土地手续和规划手续，正在办理验收手续，尚未取得该等房屋的产权证书。待前述验收手续办理完后，按程序能够取得该等房屋的产权证书。截至说明出具日，上述房屋及所在土地不存在司法扣押查封情形，正蓝旗自然资源局无处罚情况或计划，也未要求正蓝旗风电拆除该等房屋。”

北方多伦拥有的主要生产经营相关房屋共计 8 处、建筑面积合计 1,188.33 平方米，均坐落于北方多伦已经取得权属证书的土地之上。该等房屋已取得建设用地规划许可证和建设工程规划许可证，已完成环保验收、安全验收、消防验收手续，正在办理整体竣工验收手续，尚未取得权属证书。根据多伦县自然资源局出具的证明，“该等房屋为北方多伦建设和使用，不存在产权争议或潜在纠纷，北方多伦继续使用该等房屋不存在被拆除或处罚的风险；北方多伦正在办理该等房屋的验收手续，尚未取得该等房屋的产权证书。待前述验收手续办理完后，北方多伦取得该等房屋的产权证书不存在实质性障碍。”

针对该等事项，北方公司已更新出具承诺，且上市公司已经在重组报告书“第一节 本次交易概况”之“八、本次交易相关方作出的重要承诺”中更新披露如下：

“标的公司目前实际占有和使用前述尚未取得不动产权证的房屋，该等房屋权属清晰，不存在产权纠纷或潜在纠纷，标的公司并没有因其暂未取得相关

权属证书而受到重大不利影响；北方公司将积极促使标的公司尽快就该等房屋办理取得不动产权证书；若标的公司因该等房屋权属瑕疵问题在评估基准日（即2024年12月31日）至交割日（即标的资产全部过户至上市公司名下之日）及交割日以后受到任何损失，北方公司将以标的公司实际损失发生额为依据，按照本次交易完成后上市公司持有相关标的公司的股权比例，给予上市公司足额现金补偿。”

综上，上述房屋权属瑕疵事宜不会对标的公司的生产经营产生重大不利影响，不会构成本次交易的实质性法律障碍。

（二）未取得产权证书的土地

截至本回复出具日，标的公司拥有1处、土地面积为31,878.00平方米的未取得产权证书的土地，具体情况如下：

序号	实际使用人	物业位置	建筑面积（m²）	用途	账面价值（万元）	相关产权证书的办理进展
1	正蓝旗风电	内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗	31,878.00	停车场	-（注）	正在办理转建设用地手续

注：因尚未办理转建设用地手续，无入账价值。

正蓝旗风电拥有1宗，土地面积为31,878.00平方米的土地使用权尚未取得权属证书，该宗土地坐落于内蒙古锡林郭勒盟正蓝旗，用途为停车场，非主要生产经营用地。2024年1月22日，内蒙古自治区林业和草原局针对该宗土地出具《关于准予上都风电生产用车停车场建设项目征收使用草原的行政许可决定》（内林草草监许准〔2024〕49号），载明“公司按照有关法律规定办理建设用地审批手续”。

截至本回复出具日，正蓝旗风电正在办理转建设用地手续。正蓝旗自然资源局已出具证明，正蓝旗风电使用该宗土地截至目前不存在被处罚的风险，正蓝旗风电正在就该宗土地办理转建设用地及取得土地证的手续，待相关手续办理完成后，正蓝旗风电取得该宗土地的产权证书不存在实质性障碍。

针对该等事项，北方公司已更新出具承诺，且上市公司已经在重组报告书“第一节 本次交易概况”之“八、本次交易相关方作出的重要承诺”中更新披露如下：

“正蓝旗风电目前实际占有和使用前述尚未取得不动产权证的土地，该等

土地权属清晰，不存在产权纠纷或潜在纠纷，标的公司并没有因其暂未取得相关权属证书而受到重大不利影响；北方公司将积极促使标的公司尽快就该等土地办理取得不动产权证书；若标的公司因该等土地权属瑕疵问题在评估基准日（即 2024 年 12 月 31 日）至交割日（即标的资产全部过户至上市公司名下之日）及交割日以后受到任何损失，北方公司将以标的公司实际损失发生额为依据，按照本次交易完成后上市公司持有相关标的公司的股权比例，给予上市公司足额现金补偿。”

综上，该等土地尚未取得权属证书不会对正蓝旗风电的经营产生重大不利影响，不构成本次交易的实质性法律障碍。

（三）对本次交易估值定价的影响及对应安排

本次交易中评估采取收益法评估值作为最终评估结论，上述未取得产权证书的房屋、土地被整体纳入标的公司经营性资产进行评估，未取得产权证书房产、土地办理相关产权证预计不存在实质性障碍，亦不存在权属争议，长期经营具有可行性，因此，上述房屋和土地不会对本次交易评估定价产生重大不利影响。

三、租赁房产续期安排及其对持续经营的影响

（一）租赁房产续期安排

截至本回复出具日，正蓝旗风电和北方多伦有 1 处租赁房屋将于 2025 年 12 月 31 日到期，具体情况如下：

序号	承租方	出租方	物业位置	证载权利人	租赁面积（m²）	租赁用途	产权证号	土地性质	租赁期限
1	正蓝旗风电	内蒙古上都第二发电有限责任公司	正蓝旗上都镇夏尔登吉（巴）区	内蒙古上都第二发电有限责任公司	550	生产人员办公场所	蒙房权证正蓝旗字第 166011600042 号	出让	2025.01.01-2025.12.31
2	北方多伦				250				

标的公司预计将于该处租赁房屋到期前办理续期。

（二）对标的公司持续经营的影响

标的公司与上都第二发电公司签订租赁合同，将其作为新能源生产运营人员的专职办公场所。标的公司将根据项目办公需求，及时办理后续房屋租赁续期，妥善签订租赁合同，明确租赁事宜及租赁双方权责，预计不会对公司持续经营产

生重大不利影响。

四、核查程序和核查意见

（一）核查程序

就前述事项，履行了以下核查程序：

1、访谈相关主管部门，查阅标的公司提供的环评批复、立项核准文件等文件，获取并查阅相关主管部门出具的证明。

2、获取标的公司内部控制制度，查阅标的公司关于内控措施及有效性的说明；了解重组报告书中风险提示事项。

3、查阅标的公司未取得产权证书的房屋、土地资料，获取并查阅相关政府部门出具的证明及北方公司出具的承诺，查阅标的公司《资产评估报告》。

4、查阅公司提供的房屋租赁合同。

（二）核查意见

经核查，独立财务顾问、律师认为：

1、标的公司在受到行政处罚后，已按时、足额缴纳了相应罚款，并正在积极落实整改要求，办理环评变更批复和立项核准手续，上述违法行为未造成严重后果，不会对正蓝旗风电的持续经营造成重大不利影响，不构成本次交易的实质性障碍；标的公司在受到行政处罚后，严格执行安全生产、环境保护、建设项目等方面的管理制度，截至本回复出具日，标的公司未再因相同事项受到行政处罚；本次交易完成后，标的公司将严格按照上市公司相关管理制度健全安全生产、环境保护、建设项目管理体系并保证其有效执行；上市公司已在重组报告书之“第十二节风险因素”之“二、与标的公司相关的风险”之“（六）关于两处生产设施暂未取得核准或批复的风险”补充披露相关风险。

2、标的公司拥有 25 处、建筑面积合计 10,067.71 平方米的房屋暂未取得产权证书，有关房屋账面价值合计 44,481.20 万元，正在办理竣工验收手续；正蓝旗风电拥有 1 宗、土地面积为 31,878.00 平方米的土地使用权暂未取得产权，该等土地正在办理转建设用地手续。待相关手续办理完成后，标的公司取得上述房屋、土地的产权证书不存在实质性障碍，不会对标的公司的经营产生重大不利影

响，不会对本次交易评估定价产生重大不利影响。

3、标的公司已就租赁房屋与上都第二发电公司签订租赁合同，标的公司将根据实际办公需求，及时办理后续房屋租赁续期，预计不会对标的公司持续经营产生重大不利影响。

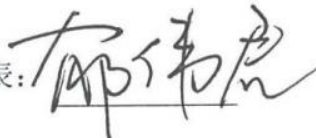
独立财务顾问总体核查意见：

对本回复材料中的公司回复内容，本机构均已进行核查，确认并保证其真实、完整、准确。

（以下无正文）

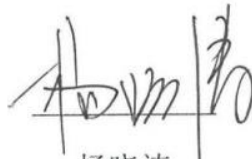
（本页无正文，为《国泰海通证券股份有限公司关于内蒙古蒙电华能热电股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易申请的审核问询函回复之核查意见》之签字盖章页）

法定代表人或授权代表：



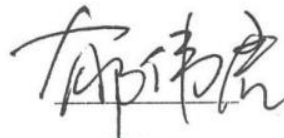
郁伟君

内核负责人：



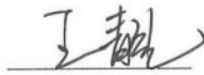
杨晓涛

部门负责人：



郁伟君

项目主办人：



王 靓



张 维

项目协办人：



张 晨



国泰海通证券股份有限公司

2015 年 12 月 11 日