

北京华亚正信资产评估有限公司
关于对深圳证券交易所《关于对北京东方生态新能源
股份有限公司现金重大资产购买的问询函》回复
之专项核查意见

北京华亚正信资产评估有限公司

二〇二六年四月

目 录

问题五	6
一、逐项列示已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间及是否存在实质性障碍，未取得完整合规文件的项目名称、装机容量、账面价值、报告期内营业收入占比，说明是否存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，上述瑕疵对标的公司项目持续运营、电费结算的具体影响，对本次交易评估作价的具体影响。披露瑕疵事项的整改计划、预计办结时限、费用承担方、专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录等，以及无法按期整改的违约责任与估值调整机制，交易对方是否已出具明确的整改承诺，并结合交易对方净资产等财务状况，披露交易对方履约能力能否覆盖潜在风险，能否提供切实可行保障措施。	7
二、结合《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》的要求，进一步说明对于海城锐海评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度。若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试。	14
三、根据《海城锐海股权转让协议》约定，标的公司应付锐电投资的往来款中，部分款项的偿还与未来发电量（有效小时数超过 2,700 小时的部分）挂钩。根据你公司提供的材料，2026 年 2 月，海城锐海已与风机厂商华锐风电科技（集团）股份有限公司（下称“华锐风电”）签订风电场发电量担保协议，质保期内，若项目发电量低于协议约定标准（五年平均等效满负荷利用小时 3050h），海城锐海有权向华锐风电提出索赔，以保障项目公司及上市公司合法权益。请说明上述安排的性质，是否构成变相的业绩承诺或对价调整机制，请按照承诺事项进行明确并披露。会计处理应符合《企业会计准则》的哪项规定，并分析该安排对你公司未来现金流及损益的影响。结合付款安排、华锐风电的履约能力等说明履约保障措施。	17
四、对照《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第 1 号》《监管规则适用指引——评估类第 2 号》，说明评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形指代的具体情形内容及其合规性，发电小时数、贝塔系数等核心评估参数的选取依据，评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。对比资产负债率相近的同行业可比交易案例，并对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响，说明本次评估增值率的合理性。	19
五、海城锐海未来发电量预测依据为北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》。请补充披露该尽职调查报告中与评估相关的核心参数，并说明相关参数的来源与依据。结合海城锐海报告期内的历史实际发电小时数（2023 年、2024 年、2025 年 1-10 月）及其波动情况，对比说明未来年度发电量预测的合理性及谨慎性。同时，敏感性分析显示等效	

满负荷小时数变动对评估值影响显著，请做进一步的风险提示。.....	49
六、你公司与锐电投资协议约定，如某项消缺工作因你公司未提供必要的协助而无法完成的，视为锐电投资已完成。协议签署后，除不可抗力以外，任何一方不履行或不及时、不适当履行本协议项下其应履行的任何义务，或违反其在本协议项下作出的任何陈述、保证或承诺，均构成违约。说明具体协作事项、不可抗力情形。.....	50
七、核查意见.....	51
问题八.....	54
一、逐项列示已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间及是否存在实质性障碍，未取得完整合规文件的项目名称、装机容量、账面价值、报告期内营业收入占比，说明是否存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，量化分析上述瑕疵可能面临的行政处罚（如责令拆除、罚款）、罚款金额或民事索赔的最大风险敞口，对标的公司项目持续运营、电费结算的具体影响，对本次交易评估作价的具体影响。披露瑕疵事项的整改计划、预计办结时限、费用承担方、专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录等，以及无法按期整改的违约责任与估值调整机制。百瑞信托以“绿享 78 号现金类信托财产为限”承担赔偿责任。请补充披露该信托财产的具体情况，包括但不限于委托人、受益人结构、信托期限、管理方式，以及信托财产的规模、构成、流动性及变现能力，评估其是否足以覆盖潜在风险。.....	55
二、对照《重组管理办法》《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》等规则，电投瑞享等控股平台采用资产基础法，但其核心资产（子公司）的评估又高度依赖收益法，嵌套评估方式是否影响最终结论的谨慎性和公允性。披露部分项目公司仅采取资产基础法评估的合规性；部分项目公司最终采取收益法，说明两种评估方法结果的差异情况及差异原因，最终选取评估结果作为定价依据的理由是否充分。进一步说明对于电投瑞享评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度。若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试。.....	69
三、对照《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第 1 号》《监管规则适用指引——评估类第 2 号》，结合各光伏、风电项目公司所处区域的实际光照/风力资源、弃光/弃风限电情况、电价政策变动趋势、屋顶租赁协议稳定性（如农户屋顶产权证明问题）、历史消纳数据、用户企业生产经营稳定性及用电习惯，详细说明收益法评估中关于未来发电量、电价、运维服务考核小时数、自用/上网消纳比例、运营成本、组件衰减率等关键参数预测的合理性，评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形指代的具体情形内容及其合规性，评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃光/弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。对比资产负债率相近的同行业可比交易案例，并对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，	

重新测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响，说明本次评估增值率的合理性。	82
四、核查意见	131

深圳证券交易所：

按照贵所下发的《关于对北京东方生态新能源股份有限公司现金重大资产购买的问询函》（并购重组问询函〔2026〕第6号）（以下简称“《重组问询函》”）的要求，北京华亚正信资产评估有限公司（以下简称“华亚正信”或“评估机构”）作为北京东方生态新能源股份有限公司（以下简称“公司”、“上市公司”或“东方新能”）的资产评估机构，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，请予审核。

说明：

1、如无特别说明，本核查意见所述的简称或名词的释义与《北京东方生态新能源股份有限公司现金重大资产购买报告书（草案）》（以下简称“《草案》”）中“释义”所定义的简称或名词的释义具有相同的涵义。

2、本核查意见中的字体代表以下含义：

黑体（不加粗）	《重组问询函》所列问题
宋体	对《重组问询函》所列问题的回复

3、本核查意见中若出现总数与各分项数值之和尾数不符的情况，为四舍五入原因造成。

问题五

《报告书》显示，海城锐海存在尚未办理完毕土地产权证书的情形、尚未办理部分前期建设申报合规手续的情形、风电集电线路架空杆塔缺少征地相关手续的情形。你对海城锐海 100%股权采取收益法，评估值 1430 万元，评估增值率 36.24%。请你公司补充披露：

(1) 逐项列示已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间及是否存在实质性障碍，未取得完整合规文件的项目名称、装机容量、账面价值、报告期内营业收入占比，说明是否存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，上述瑕疵对标的公司项目持续运营、电费结算的具体影响，对本次交易评估作价的具体影响。披露瑕疵事项的整改计划、预计办结时限、费用承担方、专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录等，以及无法按期整改的违约责任与估值调整机制，交易对方是否已出具明确的整改承诺，并结合交易对方净资产等财务状况，披露交易对方履约能力能否覆盖潜在风险，能否提供切实可行保障措施。

(2) 结合《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》的要求，进一步说明对于海城锐海评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度。若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试。

(3) 根据《海城锐海股权转让协议》约定，标的公司应付锐电投资的往来款中，部分款项的偿还与未来发电量（有效小时数超过 2,700 小时的部分）挂钩。根据你公司提供的材料，2026 年 2 月，海城锐海已与风机厂商华锐风电科技（集团）股份有限公司（下称“华锐风电”）签订风电场发电量担保协议，质保期内，若项目发电量低于协议约定标准（五年平均等效满负荷利用小时 3050h），海城锐海有权向华锐风电提出索赔，以保障项目公司及上市公司合法权益。请说明上述安排的性质，是否构成变相的业绩承诺或对价调整机制，请按照承诺事项进行明确并披露。会计处理应符合《企业会计准则》的哪项规定，并分析该安排对你公司未来现金流及损益的影响。结合付款安排、华锐风电的履约能力等说明履约保

障措施。

(4) 对照《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第 1 号》《监管规则适用指引——评估类第 2 号》，说明评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形指代的具体情形内容及其合规性，发电小时数、贝塔系数等核心评估参数的选取依据，评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。对比资产负债率相近的同行业可比交易案例，并对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响，说明本次评估增值率的合理性。

(5) 海城锐海未来发电量预测依据为北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》。请补充披露该尽职调查报告中与评估相关的核心参数，并说明相关参数的来源与依据。结合海城锐海报告期内的历史实际发电小时数（2023 年、2024 年、2025 年 1-10 月）及其波动情况，对比说明未来年度发电量预测的合理性及谨慎性。同时，敏感性分析显示等效满负荷小时数变动对评估值影响显著，请做进一步的风险提示。

(6) 你公司与锐电投资协议约定，如某项消缺工作因你公司未提供必要的协助而无法完成的，视为锐电投资已完成。协议签署后，除不可抗力以外，任何一方不履行或不及时、不适当履行本协议项下其应履行的任何义务，或违反其在本协议项下作出的任何陈述、保证或承诺，均构成违约。说明具体协作事项、不可抗力情形。

请独立财务顾问、评估机构核查并发表明确意见。

回复：

一、逐项列示已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间及是否存在实质性障碍，未取得完整合规文件的项目名称、装机容量、账面价值、报告期内营业收入占比，说明是否存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，上述瑕疵对标的公司项目持续运营、

电费结算的具体影响，对本次交易评估作价的具体影响。披露瑕疵事项的整改计划、预计办结时限、费用承担方、专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录等，以及无法按期整改的违约责任与估值调整机制，交易对方是否已出具明确的整改承诺，并结合交易对方净资产等财务状况，披露交易对方履约能力能否覆盖潜在风险，能否提供切实可行保障措施。

公司已在重组报告书“第四节 土地使用权及报批事项情况”之“一、海城锐海基本情况”“（十）土地使用权及报批事项情况”之“2、报批事项”部分补充披露如下：

（一）海城锐海重要合规文件取得情况

建设单位合规文件	唐王风电项目	楼峪风电项目	薛家风电项目	三通河风电项目	西洋风电项目
核准/备案文件	已取得	已取得	已取得	已取得	已取得
电力业务许可证	根据《国家能源局关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知》（国能发资质规〔2023〕67号）第一条规定，“一、豁免分散式风电项目电力业务许可，在现有许可豁免政策基础上，将分散式风电项目纳入许可豁免范围，不要求其取得电力业务许可证。本通知印发前，已取得电力业务许可证的分散式风电项目运营企业，向所在地国家能源局派出机构（以下简称派出机构）申请注销电力业务许可证。”				
并网批复	已取得	已取得	已取得	已取得	已取得
环评手续	已取得	已取得	已取得	已取得	已取得
用地手续	已办理土地不动产权证及建设用地规划许可证	已办理土地不动产权证及建设用地规划许可证	已取得土地不动产权证，正在办理建设用地规划许可证，预计取得时间2026年6月30日前，不存在实质性障碍	已取得土地不动产权证，正在办理建设用地规划许可证，预计取得时间2026年6月30日前，不存在实质性障碍	已取得土地不动产权证，正在办理建设用地规划许可证，预计取得时间2026年6月30日前，不存在实质性障碍
施工许可	尚未取得；根据《城乡规划法》及《建筑法》，在城市、城镇规划区内进行工程建设需办理相关许可；经咨询政府主管部门，5个风电项目的汇流站属于构筑物，既无人员居住也无人员办公，不要求办理施工许可				
压覆矿	尚未取得；压覆矿产资源审查为用地预审的相关手续，根据《矿产资源法》及相				

建设单位合规文件	唐王风电项目	楼峪风电项目	薛家风电项目	三通河风电项目	西洋风电项目
产资源审查	关规定，建设项目涉及压覆重要矿产资源的需办理相应审查手续；经咨询政府主管部门，国土空间规划范围内的建设用地出让不需要用地预审的相关手续，无需补办				
军事保护设施审查意见	尚未取得；军事保护设施审查意见为用地预审的相关手续，根据《军事设施保护法》，安排可能影响军事设施保护的建设项目，应当征求有关军事机关的意见；经咨询政府主管部门国土空间规划范围内的建设用地出让不需要用地预审的相关手续，无需补办				
考古调查与文物保护审查意见	尚未取得；根据《文物保护法》，进行大型基本建设工程，建设单位应事先报请文物行政部门组织考古调查与文物保护审查，经咨询政府主管部门，海城市已完成第四次文物普查工作，未发现涉及海城锐海风电项目侵占文物的相关问题，无需补充取得考古调查与文物保护审查意见				
消防手续	尚未取得；根据《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》，按照国家工程建设消防技术标准需要进行消防设计的建设工程须办理消防备案手续，经咨询政府主管部门，因为5个海城锐海风电项目不涉及升压站的建设，不产生建筑工程，不要求办理消防备案手续				

(二) 未取得完整合规文件的项目情况及影响

经核查，海城锐海仍需办理的合规文件或可能因此受到处罚的情况为海城锐海薛家、三通河、西洋风电项目正在办理建设用地规划许可证，具体如下：

项目名称	批复装机容量 (MW)	实际装机容量 (MW)	净资产账面价值 (万元)	收入占比		
				2023年	2024年	2025年1-10月
薛家风电项目	11.5	9	217.03	14.22%	24.93%	27.12%
三通河风电项目	7.5	7.5	188.54	12.40%	20.65%	23.15%
西洋风电项目	9	6	167.95	6.66%	15.61%	7.89%

海城锐海风电项目均已取得了关于项目核准的批复及土地不动产权证，且实际装机容量小于批复装机容量。不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形。

海城锐海风电项目均取得了并网许可，与国家电网每月进行正常结算，项目运行正常，上述情形不会对标的公司项目持续运营造成重大不利影响。上述事项不会对电费结算产生重大不利影响。

本次评估过程中，评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险

险、可以进行整改，无重大合规风险敞口，不存在对企业正常经营的实质影响，报告期内也无相关风险导致企业无法正常经营，同时，东方新能与锐电投资签订的《股权转让协议》已明确约定，因标的公司交易前项目用地瑕疵及/或其他任何手续瑕疵问题（包括但不限于建设手续缺失）导致遭受行政处罚、民事赔偿索赔或被要求拆除相关设备等情形所造成的损失，锐电投资须承担相应赔偿责任。因此本次评估过程中未特定考虑上述事项对评估作价的影响。

评估机构对评估作价的影响说明请参见“问题五、二”的回复。

（三）整改及补救

海城锐海风电项目涉及的瑕疵事项具体如下：

序号	合规手续	具体瑕疵情况	整改计划	预计办结时限	费用承担方	专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录
1	建设用地规划许可证	薛家、三通河、西洋项目正在办理建设用地规划许可证	三个项目均已取得土地不动产权证，正在办理建设用地规划许可证	2026年6月30日		
2	压覆矿产资源审查	海城锐海风电项目尚未办理压覆矿产资源审查	压覆矿产资源审查为用地预审的相关手续，根据《矿产资源法》及相关规定，建设项目涉及压覆重要矿产资源的需办理相应审查手续；经咨询政府主管部门，国土空间规划范围内的建设用地不需要用地预审的相关手续；与锐电投资的股权转让协议中有保障性条款	不涉及	锐电投资	已取得（《国家发展改革委 公安部 国家数据局关于全面推行以专项信用报告替代有无违法违规记录证明的通知》（发改财金〔2025〕565号）“以专项信用报告替代有无违法违规记录的证明”）
3	考古调查与文物保护审查意见	海城锐海风电项目尚未取得考古调查与文物保护审查意见	根据《文物保护法》，进行大型基本建设工程，建设单位应事先报请文物行政部门组织考古调查与文物保护审查；经咨询政府	不涉及		

序号	合规手续	具体瑕疵情况	整改计划	预计办结时限	费用承担方	专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录
	见	见	主管部门，海城市已完成第四次文物普查工作，未发现涉及海城锐海风电项目侵占文物的相关问题，无需补办；与锐电投资的股权转让协议中有保障性条款			
4	军事保护设施审查意见	海城锐海风电项目尚未取得军事保护设施审查意见	军事保护设施审查意见为用地预审的相关手续，根据《军事设施保护法》，安排可能影响军事设施保护的建设项目，应当征求有关军事机关的意见；经咨询政府主管部门国土空间规划范围内建设用地出让不需要用地预审的相关手续；与锐电投资的股权转让协议中有保障性条款	不涉及		
5	建设工程规划许可证	海城锐海风电项目汇流站尚未办理建设工程规划许可证	根据《城乡规划法》及《建筑法》，在城市、城镇规划区内进行工程建设需办理相关许可；经咨询政府主管部门，海城锐海风电项目汇流站不要求办理，与锐电投资的股权转让协议中有保障性条款	不涉及		
6	建筑工程施工许可证	海城锐海风电项目汇流站尚未办理建筑工程施工许可证	根据《城乡规划法》及《建筑法》，在城市、城镇规划区内进行工程建设需办理相关许可；经咨询政府主管部门，海城锐海风电项目汇流站不要	不涉及		

序号	合规手续	具体瑕疵情况	整改计划	预计办结时限	费用承担方	专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录
			求办理，与锐电投资的股权转让协议中有保障性条款			
7	消防手续	海城锐海风电项目汇流站尚未办理消防手续	根据《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》，按照国家工程建设消防技术标准需要进行消防设计的建设工程须办理消防备案手续；经咨询政府主管部门，海城锐海风电项目汇流站不要求办理，与锐电投资的股权转让协议中有保障性条款	不涉及		

无法按期整改的违约责任：根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十九条规定“对未取得建设用地规划许可证的建设单位批准用地的，由县级以上人民政府撤销有关批准文件；占用土地的，应当及时退回；给当事人造成损失的，应当依法给予赔偿。”

根据东方新能与锐电投资签订的股权转让协议中 10.5 约定锐电投资有限公司应就由以下事项引起的或与之相关的所有损失对海城锐海及东方新能承担赔偿责任并确保其免受损害，包括“（6）标的公司因其任何本次交易前的项目用地瑕疵及/或其他任何手续瑕疵问题（包括但不限于项目未办理建设项目压覆矿产资源审查/防雷装置设计审核/考古调查与文物保护审查意见/军事保护设施审查意见等任何手续的情况）遭受民事赔偿索赔、被行政处罚（包括但不限于发改部门、建设主管部门、规划主管部门、自然资源部门、生态环境部门、税务部门等作出的处罚）及相应产生的责任、纠纷、税费负担等造成损失的”。股权转让协议中已约定因项目用地瑕疵及/或其他任何手续瑕疵问题的锐电投资会承担赔偿责任。

根据海城锐海专项信用报告（《国家发展改革委 公安部 国家数据局关于全

面推行以专项信用报告替代有无违法违规记录证明的通知》（发改财金〔2025〕565号）“以专项信用报告替代有无违法违规记录的证明”，截至2025年12月3日，省自然资源厅、生态环境厅、住房和城乡建设厅、应急厅、消防总队等主管部门的查询信息显示，海城锐海未因上述情形而遭受行政处罚。

因海城锐海为在产权交易所按挂牌价摘牌取得，评估价值仅为参考，未设置估值调整机制。

（四）锐电投资的履约能力

根据海城锐海的审计报告，截至2025年10月31日，海城锐海需支付给锐电投资的其他应付款为4,097.16万元。根据前述法规，风险敞口并未有明确金额，公司预计无重大风险敞口。锐电投资为华锐风电（公众公司）所属子公司，具有较好信用，不是失信执行人，具有履约能力。虽然锐电投资2024年末净资产为负，但可以通过抵扣该其他应付款的方式，对海城锐海提供保障。

（五）海城锐海评估基准日汇流站租赁情况

根据海城锐海公司提供的资料显示，截至评估基准日，海城锐海公司5个风电项目汇流站租赁土地情况如下：

序号	项目	出租方	坐落	主要用途	租赁期限	面积(m ²)
1	唐王分散式风电场项目	海城市感王镇朱家村村委会	海城市感王镇朱家村	汇流站	2020/12/11-2040/12/11	990
2	楼峪分散式风电场项目	海城市感王镇范家村村委会	海城市感王镇范家村	汇流站	2019/11/30-2039/12/31	3100
3	三通河分散式风电场项目	韩树存	海城市腾鳌镇三通河右岸	汇流站	2022/01/01-2026/12/31	430
4	薛家分散式风电场项目	海城市耿庄镇人民政府	海城市耿庄镇灰菜村	汇流站	2021/01/01-2041/01/01	3000
5	西洋分散式风电场项目	海城市英落镇西洋村村委会	英落镇西洋村	汇流站	2022/07/22-2042/07/21	714
合计						8234

根据租赁协议显示，租赁协议均未明确到期后是该土地的是否可以续租，考虑到该土地位置相对较偏，目前除了汇流站使用外，并无其他用途可用，因此假设租赁期到期后仍可以继续续租、继续使用，且相关费用预计较低，营业成本预

测中的其他费用完全可以覆盖续租成本。

二、结合《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》的要求，进一步说明对于海城锐海评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度。若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试。

回复：公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“三、评估方法和评估参数”之“（一）海城锐海”之“5、收益法评估结果”之“（3）股东全部权益价值的计算”部分补充披露如下：

“《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》-第二条评估对象的调查分析注意事项中明确：采用收益法或市场法评估股权价值时，应当对评估范围内的重要资产和负债，通过询问、函证、核对、监盘、勘查、检查等方式进行必要的调查，了解其经济、技术和法律权属状况，及其对股权价值的影响。评估机构按照《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》对本次评估过程涉及到的相关瑕疵事项进行了复核。

（一）进一步说明对于海城锐海评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度

①瑕疵事项风险高低情况分析

本次评估过程中，评估机构已对海城锐海风电项目重要的合规文件进行查阅，经过对相关文件查阅，结合项目地实际情况分析得出，海城锐海风电项目均已取得了关于项目核准的批复及土地不动产权证，且实际装机容量小于批复装机容量。不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，目前正在办理建设用地规划许可证，该瑕疵事项属于低风险，可以进行整改，无重大合规风险敞口，不存在对企业正常经营的实质影响。

②报告期内是否存在因建设手续等瑕疵事项导致相关处罚

通过查阅海城锐海专项信用报告，海城锐海未因相关建设手续瑕疵事项而遭受相关的行政处罚。

③建设手续等瑕疵事项后续完善预计费用情况

根据对海城锐海风电项目合规性的梳理，目前主要完善用地手续中的建设用地规划许可证，完善该手续主要发生一些工本费用，费用相对较低，不会对海城

锐海经营业绩产生重大影响。

④交易对方对项目建设手续瑕疵事项的担保

根据东方新能与锐电投资签订的《股权转让协议》已明确约定，因标的公司交易前项目用地瑕疵及/或其他任何手续瑕疵问题（包括但不限于建设手续缺失）导致遭受行政处罚、民事赔偿索赔或被要求拆除相关设备等情形所造成的损失，锐电投资须承担相应赔偿责任。

因此本次评估过程中通过对瑕疵事项风险高低情况分析、报告期内是否存在因建设手续等瑕疵事项导致相关处罚、建设手续等瑕疵事项后续完善预计费用情况以及交易对方对项目建设手续瑕疵事项的担保分析，认为海城锐海建设手续瑕疵事项不会对海城锐海经营产生重大影响，因此未特定考虑上述事项对评估作价的影响。

（二）评估结果未考虑资产瑕疵事项的同类型案例

通过查阅近年来上市公司重大资产重组项目，评估结果未考虑资产瑕疵事项的案例如下：

证券代码	证券公司	标的企业	评估基准日	瑕疵事项	理由
601121.SH	宝地矿业	新疆葱岭能源有限公司	2024-12-31	标的公司房屋、土地存在无产权证的情况	无证房产、土地对标的公司生产经营不存在重大不利影响，不会对本次交易作价的公允性造成重大不利影响，且葱岭实业及其实际控制人帕哈尔丁·阿不都卡得尔已出具相关补偿承诺，本次评估作价未考虑前述权属瑕疵的影响，不存在损害上市公司或其中小股东利益的情形
600479.SH	千金药业	湖南千金湘江药业股份有限公司	2024-09-30	标的公司房屋、土地存在无产权证的情况	标的公司不动产权的瑕疵已在评估报告中披露，标的公司出具了产权承诺，且房产所在的土地使用权属于标的公司。标的公司拥有瑕疵房产所在宗地的土地使用权证照，是将瑕疵房产纳入评估范围的依据，评估师按照产权归属于标的公司进行评估，未考虑瑕疵对评估结果的影响
603358.SH	华达科技	江苏恒义工业技术有限公司	2023/10/31	租赁物业存在房屋、土地无产权证的情况	标的公司控股子公司宁德恒义存在三处租赁物业未取得不动产权证书的情形，根据标的公司提供的资料及说明，该等租赁物业自承租以来均正

证券代码	证券公司	标的企业	评估基准日	瑕疵事项	理由
					<p>常使用，不存在第三方主张权利、被政府主管部门行政处罚或租赁房产出现无法继续使用而需要搬迁的不利情况；此外，就标的公司及其控股子公司租赁物业瑕疵造成的损失，标的公司及其控股子公司可向出租方主张权利并进行索赔，标的公司及其控股子公司亦可及时在相关区域内找到替代性的租赁场所，管委会可协调园区提供替代性的租赁厂房，标的公司及其控股子公司租赁物业权属瑕疵不会对标的公司生产经营造成重大不利影响。</p> <p>因此，前述权属瑕疵事项不会对标的公司的生产经营产生重大的不利影响，评估亦未考虑上述权属瑕疵事项对于估值的影响。</p>

（三）若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试

本次评估标的海城锐海分为 5 个项目，分别为楼峪风电场、唐王电场、西洋风电场、薛家风电场和三通河风电场，每个风电场如若权属问题导致无法运营，那么该风电场收入、成本将变为零，在此条件下，海城锐海评估价值变化如下：

①经营性价值变化情况

海城锐海截至评估基准日，经营性资产价值为 33,097.73 万元。若发生风电场停运，停运后海城锐海经营性资产价值情况如下：

单位：万元

假设停运单位	停运后海城锐海经营性资产价值	差异额	差异率
楼峪风电场（7MW）	29,549.67	-3,548.06	-11%
唐王电场（11.5MW）	25,915.57	-7,182.16	-22%
西洋风电场（6MW）	29,220.50	-3,877.23	-12%
薛家风电场（9MW）	26,051.17	-7,046.56	-21%
三通河风电场（7.5MW）	27,087.93	-6,009.80	-18%

②股权价值变化情况

海城锐海截至评估基准日，股权价值的评估价值为 1,430.00 万元。若发生风

电场停运，停运后海城锐海评估价值情况如下：

单位：万元

项目单位	单个风电场停运后整体评估价值	差异率
楼峪风电场（7MW）	-2,120.00	-248%
唐王风电场（11.5MW）	-5,760.00	-503%
西洋风电场（6MW）	-2,450.00	-271%
薛家风电场（9MW）	-5,620.00	-493%
三通河风电场（7.5MW）	-4,580.00	-420%

注：假设风电场停运，相关的收入以及运维成本、购电成本、材料成本、其他成本不再发生。资产折旧按照正常会计处理，继续折旧。

股权价值与经营性资产价值的关系如下：

股权价值=经营性资产价值+溢余资产+非经营性资产负债净额-有息负债

从经营性价值变化角度来看，某个风电场停运对海城锐海整体影响程度为11%-22%，但是从股权价值变化角度来看，某个风电场停运对海城锐海整体影响较大。主要是因为海城锐海资产负债率较高，高达97%，导致股权评估价值较低，差异率较大。若某个风电场发生停运，将会导致股权价值变为负数。”

三、根据《海城锐海股权转让协议》约定，标的公司应付锐电投资的往来款中，部分款项的偿还与未来发电量（有效小时数超过2,700小时的部分）挂钩。根据你公司提供的材料，2026年2月，海城锐海已与风机厂商华锐风电科技（集团）股份有限公司（下称“华锐风电”）签订风电场发电量担保协议，质保期内，若项目发电量低于协议约定标准（五年平均等效满负荷利用小时3050h），海城锐海有权向华锐风电提出索赔，以保障项目公司及上市公司合法权益。请说明上述安排的性质，是否构成变相的业绩承诺或对价调整机制，请按照承诺事项进行明确并披露。会计处理应符合《企业会计准则》的哪项规定，并分析该安排对你公司未来现金流及损益的影响。结合付款安排、华锐风电的履约能力等说明履约保障措施。

回复：（一）华锐风电的承诺

2026年2月，海城锐海（甲方）与华锐风电（乙方）、锐电投资（丙方）签订了《风电场发电量担保协议》，根据该协议，对于华锐风电“设备质量故障损失”、“运维不当损失”，华锐风电“承诺风电场质保期内五年平均等效满负

荷利用小时为 3050h，年均上网电量担保值为 125050000kWh”，“风机整机质保期以全部风机通过“240h”试运行验收开始，即 2023 年 10 月 28 日，发电量担保期限自 2023 年 10 月 28 日起至 2028 年 10 月 27 日止，若期限内年均实际上网电量未达担保值，则延长 5 年担保期限”，“赔偿款=不含税电价（元）*年平均考核电量”，“赔偿款无需乙方单独支付，待双方协商一致并书面确认赔偿金额后，甲方有权从丙方锐电投资有限公司向甲方开具的保函及剩余未清偿债务中，直接扣除或抵扣相应金额。丙方对前述事项知晓并同意。”

该承诺为对海城锐海风电场发电量的承诺，海城锐海的业绩还受电价等其他因素的影响。由于该电量承诺是对交易标的做出的，不会减少收购方按摘牌价格支付的收购价款，因此不构成对交易对价的调整机制。本次交易属于上市公司向控股股东、实际控制人或者其控制的关联人之外的特定对象购买资产且未导致控制权发生变更的情形，根据《重组管理办法》第三十五条的规定，上市公司与交易对方可以协商不设置业绩补偿承诺。

由于海城锐海未来发电量是否能够触发《风电场发电量担保协议》存在很大的不确定性，未来具体赔偿金额也无法准确预计，海城锐海未确认或有资产，符合《企业会计准则第 13 号-或有事项》第十三条“企业不应当确认或有负债和或有资产……或有资产，是指过去的交易或者事项形成的潜在资产，其存在须通过未来不确定事项的发生或不发生予以证实。第十四条……（三）企业通常不应当披露或有资产。但或有资产很可能会给企业带来经济利益的，应当披露其形成的原因、预计产生的财务影响等”的规定。

因是否触发有关条款及相关金额无法准确估计，对收购完成后公司未来现金流及损益的影响目前尚无法准确估计，但海城锐海尚欠锐电投资往来款项 4,097.16 万元，通过抵扣的方式，预计能够覆盖《风电场发电量担保协议》约定五年质保期内发生索赔事项的金额，实际是对华锐风电履约能力的保障。

（二）关于该应付款现金流出的模拟测算

根据海城锐海评估报告，海城锐海该未清偿的其他应付款未发生评估增减值。

海城锐海并网规模约 41MW。假设电价不变为 374.9 元/兆瓦时；假设质保期（正常到 2028 年 10 月 27 日，但若 2023 年 10 月 28 日至 2028 年 10 月 27 日年

均实际上网电量未达担保值（即五年平均等效满负荷利用小时为 3050h），则延长 5 年）满后第 3 月末偿还作为质保金的 500 万元；假设海城锐海没有因为消缺事项扣减该应付款且消缺事项在质保期满后确认；假设海城锐海没有因为完善瑕疵事项扣减该应付款；由于前一年上网电量折合有效小时数超过 2700 时才部分偿还该其他应付款，才会有现金流出，且累计不超过 2000 万元，每年 3000 小时的，则在前述期间标的公司实际支付金额与 2000 万之间的差额部分，标的公司无需支付，为便于理解，假设每年上网电量折合有效小时数不变，且只计算 6 年到 2031 年，在不同的数据下，海城锐海年度及累计现金流支出如下：

单位：万元

前一年上网电量折合有效小时数			2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	6 年累计
≤2700		其他应付款的模拟现金流出	500.00 ^注	-	-	-	-	-	-
>2700	2950		500.00 ^注	384.27	384.27	384.27	384.27	384.27	2,421.36
	3000		500.00 ^注	461.13	461.13	461.13	461.13	155.49	2,500.00
	3050		500.00 ^注	537.98	537.98	1,037.98	386.06	1,597.16	4,097.16
基于评估假设预测的现金流入			4,436.17	4,436.17	4,436.17	4,436.17	4,436.17	4,427.17	26,608.03

注：根据海城锐海股权转让协议，海城锐海对锐电投资的 4,097.16 元其他应付款中，有 500 万元应在锐电投资开具一份以海城锐海为受益人的 500 万元质保金保函（保函有效期截止至质保期届满之日）后三个月内偿还。假设该保函于 2026 年 9 月底前开出。

受上表示例的其他应付款的现金偿还影响，海城锐海未来每年在不同情况下会流出部分现金，短期内会影响海城锐海的分红能力，但因金额相对较小，对于上市公司合并报表层面资金调配的影响较小。

四、对照《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第 1 号》《监管规则适用指引——评估类第 2 号》，说明评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形指代的

具体情形内容及其合规性，发电小时数、贝塔系数等核心评估参数的选取依据，评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。对比资产负债率相近的同行业可比交易案例，并对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响，说明本次评估增值率的合理性。

《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》-第六条收益法的运用中明确：未来收益预测中主营业务收入、毛利率、营运资金、资本性支出等主要参数应与评估假设及各相关参数相匹配；充分了解企业所在行业或地区的特殊产业政策，在预测收益和风险时恰当考虑上述产业政策的影响；对于重要的敏感性较强的评估参数，如评估假设、价格水平、收益期限、折现率等，应当进行敏感性分析，分析其变动对评估结果的影响；资产评估机构应当制定敏感性分析的具体标准，增强敏感性分析的恰当性。

《监管规则适用指引——评估类第1号》中关于资本资产定价模型（CAPM）和加权平均资本成本（WACC）测算折现率涉及的参数确定。

《监管规则适用指引——评估类第2号》对未来收益预测涉及的评估假设、收益期、收入、成本费用、资本性支出、营运资金等规范要求。

评估机构对照上述会计监管风险提示以及监管规则适用指引，参考可行性研究报告及技术尽调报告，对本次评估过程中涉及到的主要参数进行了复核。

相关可行性研究报告如下：

序号	文件名称	编制单位	编制日期
1	海城市耿庄镇薛家分散式风电场项目可行性研究报告	北京中电恒泰电力工程咨询有限公司	2018年11月
2	华锐海城市感王镇楼峪分散式风电场工程可行性研究报告	北京中电恒泰电力工程咨询有限公司	2019年5月
3	华锐海城市感王镇唐王分散式风电项目可行性研究报告	北京中电恒泰电力工程咨询有限公司	2019年5月
4	华锐海城市耿庄镇三通河分散式风电场项目可行性研究报告	北京中电恒泰电力工程咨询有限公司	2018年12月
5	华锐海城市英落镇西洋分散式风电场工程可行性研究报告	北京中电恒泰电力工程咨询有限公司	2018年12月

（一）评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形

指代的具体情形内容及其合规性

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“二、对评估结论有重要影响的评估假设”部分补充披露如下：

1、假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响

不可抗力情形主要是指地震、战争、重大疫情、政策突变等情形，为不可预见因素，具有突发性、偶然性、不可控性。资产评估以基准日为价值判断的时间截点，核心是反映资产在特定时点的公允价值，而非对未来长期经营风险的无限担保。由于未来突发事件天然具有不确定性，评估机构在执行项目评估过程中也无法预判相关风险。因此本次通过“假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响”条款来作为本次评估结论成立的前提条件。同时该假设条款符合资产评估行业惯例，也不存在通过假设条款来调整评估结果的情况，因此“假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响”具有合理性。

2、假设风力发电现有上网电价未来年度不会发生变化

燃煤标杆电价属于国家统一管控的政策性电价，由国家发展改革委牵头制定及调整，地方不具备自主定价权限。该类电价调整流程规范严格、周期较长，不存在短期随机波动情形，是电价保持稳定的核心基础。对于存量项目到期后的市场化电价，因距离评估基准日时间较远，无法对届时市场化电价水平进行合理预计，故本次仅以评估基准日的市场化电价作为参考依据。

海城锐海项目所在省份辽宁省近十年结算电价如下：



注：2021年及之前年度海城锐海项目尚未并网发电，无结算电价，按其所属省份的燃

煤基准价绘图。

（二）发电小时数、贝塔系数等核心评估参数的选取依据

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“三、评估方法和评估参数”之“（一）海城锐海”之“2、主要参数的确定”之“1）发电收入的预测”部分补充披露如下：

1、风能资源的分析结论

北京瑞科同创科技股份有限公司通过收集海城气象站近年来气象数据，采用 ERA5 数据进行长期测风数据分析，高度为 100m，收集到的 ERA5 数据包括 1995-2024 年的观测风速计其风向，并结合海城 41MW 分散式风电项目周边测风塔（6103#和 5071#）数据得出如下结论：

（1）6103#测风塔 110m 高度代表年平均风速为 6.55m/s，风功率密度为 295.0W/m²，6103#测风塔 100m 高度代表年平均风速为 6.33m/s，风功率密度为 267W/m²；5071#测风塔 110m 高度代表年平均风速为 6.53m/s，风功率密度为 311.6W/m²，5071#测风塔 100m 高度代表年平均风速为 6.34m/s，风功率密度为 285W/m²。根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》(NB/T31147-2018)，判定该风电场风功率等级为 D-1-2 级，风能资源良好，具有一定的开发价值。

（2）6103#测风塔 110m 高度主风向为 SSW，110m 高度风能主风向为 SW；5071#测风塔 110m 高度主风向为 SW，110m 高度风能主风向为 SW；全年风向与风能分布比较集中，主导风向及主导风能方向明显，有利于风电场风能资源充分利用。

2、发电小时数

（1）理论预测数据

2026年以及未来年度发电量根据北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》数据确定。该尽职调查报告对于发电量预测思路如下：

在风电场理论发电量的基础上，考虑折减系数后计算得到风电场年上网电量，折减系数的取值需要考虑以下因素。本阶段考虑风电场实际运行情况综合分析取综合折减系数。

①空气密度折减

使用 WT5.3.2 软件计算本风电场理论发电量时已考虑空气密度折减对风电

机组输出功率的影响并进行了修正，因此估算本风电场上网电量不再进行折减。

②控制与湍流影响折减

当风向发生转变时，风机的叶片与机舱也逐渐要随着转变，但实际运行中的发电机组控制总是落后于风的变化，因此在计算电量时要考虑此项折减。本风电场采用风电机组湍流类别属于B类，折减系数暂取 99.5%。

③叶片污染折减

叶片表层污染会使叶片表面粗糙度提高，翼型的气动特性下降。本阶段叶片污染折减系数暂取 98%。

④风电机组利用率

根据已收集资料，2023 年以及 2024 年运行数据显示风电机组利用率均大于等于 99%，因此利用率暂取 99%。

⑤功率曲线折减本项目风电机组功率曲线折减系数为 95%。分析机组运行时，其中SL1500/89 机组严重存在功率不达标情况，技术尽职调查报告针对SL1500/89 机组考虑额外的 85%折减。

⑥厂用电、线损等能量损耗

2024 年 1 月至 2024 年 12 月运行数据显示综合厂用电率平均为 4.72%，故本项折减系数暂取 95%。

⑦气候影响停机

本风电场暂取气候影响停机折减系数为 99.5%。

⑧风资源不确定性

考虑到测风塔距本项目各场区有远有近，其中距离最远西洋分散式风电场约 42km，距离最近薛家风电场和三通河风电场约 4km，存在代表性差异，因此此项折减针对不同项目进行针对性取值。

⑨其他因素影响考虑到风电场运行中一些其他的影响因素，如电网波动、人为破坏等不确定因素对机组发电量的影响，风电场其他因素影响折减修正系数取为 99.5%。在考虑以上各项折减及损耗等因素后，本项目各风电场的综合折减系数(不含尾流损失折减)如下表所示：

理论计算本项目折减系数统计表

序号	项目	西洋 6MW	薛家 9MW	三通河 7.5MW	唐王 11.5MW	楼峪 7MW

	折减因素	折减值	折减值	折减值	折减值	折减值
1	计算尾流损失	1.15%	1.55%	4.87%	4.30%	2.00%
2	控制与湍流影响折减	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%
3	叶片污染折减	98.00%	98.00%	98.00%	98.00%	98.00%
4	风电机组利用率	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%
5	功率曲线折减	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%
6	厂用电、线损等能量损耗	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%
7	气候影响停机	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%
8	风资源不确定性	75.50%	99.50%	99.50%	89.50%	89.50%
9	其他因素影响	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%	99.50%
不含第1项时综合折减系数		61.00%	85.00%	85.00%	75.00%	75.00%

本项目年上网电量计算成果表

项目	单位	西洋 6MW	薛家 9MW	三通河 7.5MW	唐王 11.5MW	楼峪 7MW
风电机组	台	2	4	3	5	4
装机容量	MW	6	9	7.5	11.5	7
年平均风速	m/s	5.6	6.15	6.27	6.22	6.27
理论电量	MWh	27394.67	36304.36	29815.11	43264.71	24170.3
综合折减系数	%	61	85	85	75	75
上网电量	MWh	16710.75	29349.9	25342.84	31115.55	15810.9
年等效满负荷小时数	h	2785.1	3261.1	3379	2705.7	2258.7
平均容量系数	—	0.3179	0.3723	0.3857	0.3089	0.2578

(2) 尽职调查理论与可研、实际对比分析

①西洋 6MW分散式风电项目：

由可研计算知，本工程场址空气密度下代表年上网电量为 30891.5MWh，考虑存在弃风限电的情况，使用辽宁省近 5 年最大弃风率 13%，计算得出考虑弃风限电后的代表年上网电量为 26875.63MWh，年等效满负荷小时数为 2986.18h。

本次风资源复核结论如下：通过测风塔实测风速订正至代表年，利用WT5.3.2专业计算软件计算本风电场理论电量为 27394.67MWh，年发电量为 16710.75MWh，采用 61%综合折减，按实际装机容量 6MW计算年等效发电小时数目 2785.1h。

通过实际运行完整年统计(2024 年 7 月~2025 年 6 月，选取实际运行时段代表年比近 20 年偏大 0.29%，因此选取实际运行时段为平风年)，全场实际运行电量为 14051.46 万kWh，折合等效满发小时数为 2341.9h。

注：由于西洋 6MW分散式风电项目 2#风机于 2025 年 1 月停机长达 50 天，2025 年 6 月停机至 6 月 27 日 17：30 分运行；1#风机于 2025 年 3 月份存在由于

存在齿轮故障，相关检测和维修对发电量有所影响，2025年6月因叶片掉落处于停机状态。

②薛家 9MW分散式风电项目：

由可研计算知，本工程场址空气密度下代表年上网电量为 35221.4MWh，年等效满负荷小时数为 3062.7h。

本次风资源复核结论如下：通过测风塔实测风速订正至代表年，利用WT5.3.2专业计算软件计算本风电场理论电量为 36304.36MWh，年发电量为 29349.90MWh，采用 85%综合折减，对于SL1500/89 机型额外的取 85%折减，按实际装机容量 9MW计算年等效发电小时数目 3261.1h。

通过实际运行完整年统计(2024年7月~2025年6月，选取实际运行时段代表年比近20年偏大0.29%，因此选取实际运行时段为平风年)，全场实际运行电量为 3014.464 万kWh，折合等效满发小时数为 3349.4h。

③三通河 7.5MW分散式风电项目：

由可研计算知，本工程场址空气密度下代表年上网电量为 22523.85MWh，年等效满负荷小时数为 3003.18h。

本次风资源复核结论如下：通过测风塔实测风速订正至代表年，利用WT5.3.2专业计算软件计算本风电场理论电量为 29815.11MWh，年发电量为 25342.84MWh，采用 85%综合折减，按实际装机容量 7.5MW计算年等效发电小时数目 3379.0h。

通过实际运行完整年统计(2024年7月~2025年6月，选取实际运行时段代表年比近20年偏大0.29%，因此选取实际运行时段为平风年)，全场实际运行电量为 2547.272 万kWh，折合等效满发小时数为 3396.4h。

④唐王 11.5MW分散式风电项目：

由可研计算知，本工程场址空气密度下代表年上网电量为 34999.5MWh，年等效满负荷小时数为 3043.44h。

本次风资源复核结论如下：通过测风塔实测风速订正至代表年，利用WT5.3.2专业计算软件计算本风电场理论电量为 43264.71MWh，年发电量为 31115.55MWh，采用 75%综合折减，对于SL1500/89 机型额外的取 85%折减，按实际装机容量 11.5MW计算年等效发电小时数目 2705.7h。

通过实际运行完整年统计(2024年7月~2025年6月，选取实际运行时段代

表年比近 20 年偏大 0.29%，因此选取实际运行时段为平风年)，全场实际运行电量为 3172.470 万 kWh，折合等效满发小时数为 2758.7h。

⑤楼峪 7MW 分散式风电项目：

由可研计算知，本工程场址空气密度下代表年上网电量为 18855.7MWh，年等效满负荷小时数为 2693.7h。

本次风资源复核结论如下：通过测风塔实测风速订正至代表年，利用 WT5.3.2 专业计算软件计算本风电场理论电量为 24170.3MWh，年发电量为 15810.90MWh，采用 75% 综合折减，对于 SL1500/89 机型额外的取 85% 折减，按实际装机容量 7MW 计算年等效发电小时数目 2258.7h。

通过实际运行完整年统计(2024 年 7 月~2025 年 6 月，选取实际运行时段代表年比近 20 年偏大 0.29%，因此选取实际运行时段为平风年)，全场实际运行电量为 1464.135 万 kWh，折合等效满发小时数为 2091.6h。

本项目计算对比分析表

西洋 6MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	3MW	SL3000/146/H110	SL3000/146/H110
本期工程机组台数 (台)	3	2	2
本期工程总装机容量 (MW)	9	6	6
机组轮毂高度	95	110	110
计算软件	WT	WT5.3.2	\
理论发电量 (MW·h)	41188.71	27394.6655	\
尾流影响 (%)	2.43	1.15	\
综合折减系数	75.00%	61.00%	\
年上网电量 (MW·h)	30891.5	16710.75	\
实际发电量 (MW·h)	/	/	14051.46
年利用小时数 (h)	3432.39(不考虑弃风)	2785.1	2341.9
容量系数 (%)	0.34	0.318	\
备注：理论发电量与实际发电量差异原因主要为西洋 6MW 分散式风电项目 2#风机于 2025 年 1 月停机长达 50 天，2025 年 6 月停机至 6 月 27 日 17:30 分运行；1#风机于 2025 年 3 月份存在发电量较低的情况（2025 年 1-3 月齿轮箱有故障，相关检测、维修对发电量有所影响），2025 年 6 月因叶片掉落处于停机状态。			

薛家 9MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	1.5MW/2.5MW	SL2500/141/H100	SL2500/141/H100
		SL1500/89/H100	SL1500/89/H100

薛家 9MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	1.5MW/2.5MW	SL2500/141/H100	SL2500/141/H100
		SL1500/89/H100	SL1500/89/H100
本期工程机组台数 (台)	1+4	3+1	3+1
本期工程总装机容量 (MW)	11.5	9	9
机组轮毂高度	100	100	100
计算软件	WindPro 软件	WT5.3.2	\
理论发电量 (MW·h)	46961.9	36304.3646	\
尾流影响 (%)	1.6	1.55	\
综合折减系数	75.00%	85.00% (SL1500/89 机 组额外 85%折 减)	\
年上网电量 (MW·h)	35221.4	29349.9	\
实际发电量 (MW·h)	/	/	30144.64
年利用小时数 (h)	3062.7	3261.1	3349.4
容量系数 (%)	0.35	0.372	\

三通河 7.5MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	2.5MW	SL2500/141/H100	SL2500/141/H100
本期工程机组台数 (台)	3	3	3
本期工程总装机容量 (MW)	7.5	7.5	7.5
机组轮毂高度	100	100	100
计算软件	WindPro 软件	WT5.3.2	\
理论发电量 (MW·h)	30031.8	29815.1135	\
尾流影响 (%)	4.87	4.78	\
综合折减系数	75.00%	85.00%	\
年上网电量 (MW·h)	22523.85	25342.84	\
实际发电量 (MW·h)	/	/	25472.72
年利用小时数 (h)	3003.18	3379.0	3396.4
容量系数 (%)	0.34	0.386	\

唐王 11.5MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	2.5MW+1.5MW	SL2500/141/H100	SL2500/141/H100
		SL1500/89/H100	SL1500/89/H100
本期工程机组台数 (台)	4+1	4+1	4+1
本期工程总装机容量 (MW)	11.5	11.5	11.5
机组轮毂高度	100	100	100

唐王 11.5MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	2.5MW+1.5MW	SL2500/141/H100	SL2500/141/H100
		SL1500/89/H100	SL1500/89/H100
计算软件	WT	WT5.3.2	\
理论发电量 (MW·h)	46666	43264.71	\
尾流影响 (%)	4.06	4.3	\
综合折减系数	75.00%	75.00% (SL1500/89 机组额外 85%折减)	\
年上网电量 (MW·h)	34999.5	31115.55	\
实际发电量 (MW·h)	/	/	31724.70
年利用小时数 (h)	3043.44	2705.7	2758.7
容量系数 (%)	0.35	0.309	\

楼峪 7MW 分散式风电项目	可研报告	技术尽调报告	实际运行
	2.5MW+1.5MW	SL2500/141/H100	SL2500/141/H100
		SL1500/89/H100	SL1500/89/H100
本期工程机组台数 (台)	1+3	1+3	1+3
本期工程总装机容量 (MW)	7	7	7
机组轮毂高度	100/70	100/70	100/70
计算软件	WT	WT5.3.2	\
理论发电量 (MW·h)	25140.9	24170.3	\
尾流影响 (%)	2.2	2	\
综合折减系数	75.00%	75.00% (SL1500/89 机组额外 85%折减)	\
年上网电量 (MW·h)	18855.7	15810.9	\
实际发电量 (MW·h)	/	/	14641.35
年利用小时数 (h)	2693.7	2258.7	2091.6
容量系数 (%)	0.31	0.258	\

(3) 综合分析可研报告和本阶段分析差异结果

①理论发电量测算差异考虑软件及软件版本差异：本次分析均采用行业目前公认的WT(版本号 5.3.2)软件建模分析计算;可研采用Windpro软件和WT(未注明版本号)计算。WT软件基于计算流体力学方法，侧重于复杂地形风资源评估;而WindPRO软件则基于气象建模和数据统计分析，更擅长风电场规划设计，考虑本项目西洋场区属于山地项目，因此技术尽职调查报告采用WT软件进行计算。

②风资源差异

a.代表年选取时间段不同：唐王分散式项目可研报告选用 2013.06.22 至 2015.06.21 时间段作为代表年数据进行分析；三通河分散式项目、楼峪分散式项目、西洋分散式项目选用 2014.01.01 至 2014.12.31 时间段作为代表年数据进行分析；薛家分散式项目选用 2013.06.07 至 2015.06.06 时间段作为代表年数据进行分析。

技术尽职调查报告采用 2013.09.01 至 2014.08.31 时间段作为代表年数据进行分析。

b.输入计算风速不同：三通河分散式项目和西洋分散式项目可研报告设计输入 5071#测风塔 90m高度平均风速为 6.18m/s，6103#测风塔 80m高度平均风速 5.93m/s；薛家分散式项目可研报告设计输入 5071#测风塔 90m高度平均风速为 6.30m/s，6103#测风塔 80m高度平均风速 6.06m/s；楼峪分散式项目和唐王分散式风电项目可研报告设计输入 5071#测风塔 90m高度平均风速为 6.30m/s，6103#测风塔 90m高度平均风速 6.29m/s。

技术尽职调查报告采用 6103#测风塔 110m高度代表年平均风速为 6.55m/s、100m高度代表年平均风速为 6.33m/s；5071#测风塔 110m高度代表年平均风速为 6.53m/s、100m高度代表年平均风速为 6.34m/s进行计算。

(4) 实际运行与理论计算分析

①测风塔代表性导致的差异

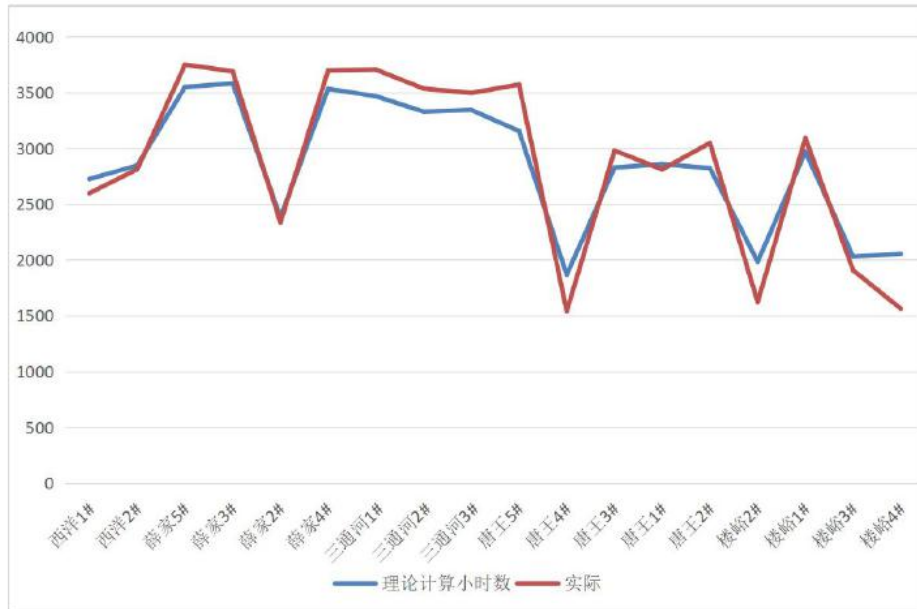
本阶段收集的 6103#测风塔与 5071#测风塔位于海城五个分散式风电项目的西北侧，距离项目最近机位距离约 4km，项目最远机位约 41km，测风塔对于较远项目西洋分散式风电项目、唐王分散式风电项目、楼峪风电项目代表性较差。

②功率曲线与实际计算不符

根据机组实际运行数据分析判断，SL1500/89 机组存在与理论功率曲线相差较大，在理论计算过程中对SL1500/89 机组综合折减的基础额外折减 85%。



二 理论计算小时数与实际运行小时数对比图



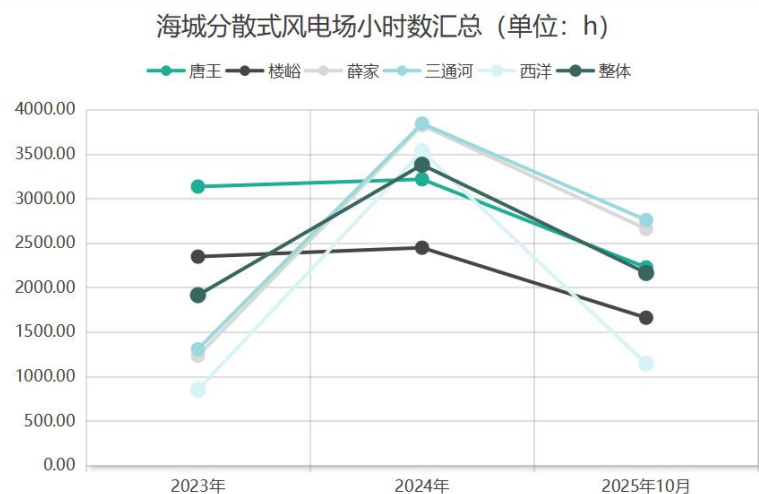
二 理论计算小时数与实际运行小时数对比图

(5) 报告期内的实际年发电小时数、《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》中预计年发电小时数、资产评估收益法预测年发电小时数对比情况

单位：小时

项目	报告期				技术尽调报告	评估预测
	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年		
楼峪风电场	305.66	2,233.07	2,331.38	2,075.83	2,258.70	2,258.70
唐王风电场	447.64	2,988.83	3,066.72	2,706.44	2,705.70	2,705.70
西洋风电场		831.98	3,456.95	1,537.94	2,785.10	2,785.10
薛家风电		1,184.57	3,681.90	3,264.96	3,261.10	3,261.10

项目	报告期			技术尽调	评估预测
三通河风电场	1,239.58	3,659.51	3,311.79	3,379.00	3,379.00



① 报告期发电小时数核心波动特征

各风电场因并网时间、设备运行、自然条件等因素，报告期内年发电小时数呈现不同程度的波动：

楼峪、唐王风电场（2022年8月并网）：2023年进入稳定运营，年发电小时数分别达 2,233.07 小时、2,988.83 小时，2025 年受气候影响略有回落，至 2,075.83 小时、2,706.44 小时，整体波动幅度较小，运营稳定性较强。

西洋、薛家、三通河风电场（2023年8月、9月并网）：2023 年仅半年运营时间，年发电小时数处于低位（831.98 小时-1,239.58 小时）；2024 年全面释放发电能力，小时数大幅攀升至 3,456.95 小时-3,681.90 小时，实现翻倍增长；2025 年分化明显，西洋因设备故障（风机停机、叶片掉落）小时数骤降至 1,537.94 小时，薛家、三通河则小幅回落至 3,264.96 小时、3,311.79 小时。

整体波动规律：除西洋风电场 2025 年的大幅波动外，其余风电场年发电小时数均围绕 2000-3700 区间波动。

② 《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》中预计年发电小时数的合理性

风力发电技术尽调中的理论发电量是基于风资源禀赋、机组参数、场站设计等基础数据，通过专业测算得出的发电能力理论值，具有一定的科学性及其合理性。

海城锐海未来年度预计年发电小时数预测以各风电场稳定运营期的历史实际数据为核心基准，参考《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》，既合理区分了偶发设备波动与长期风资源禀赋，避免因短期异常数据低估发电潜力，又贴合东北地区风电行业基准，未脱离区域资源实际。

整体而言，预测数据与报告期内的历史波动特征高度契合，合理性与谨慎性兼具，既客观反映了各风电场的实际发电能力，又充分考虑了风电行业“靠天吃饭、波动显著”的行业特性，为未来年度发电量的测算提供了可靠且保守的基准。因此，本次采用《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》年发电小时数计发电量具有合理性。

3、运维服务考核小时数的合理性

《海城锐海新能风力发电有限公司海城市分散式风电项目运维服务合同》第十三条中对于电量指标考核要求如下：

(1) 电量指标考核

双方同意按照甲方相关管理规定确定年度上网电量保证值，本合同期限内第一年度上网电量保证值为：综合利用小时数不低于 3050 小时，非运维原因导致的电量损失需减除。

考核内容：年上网电量完成 97%-103% 免于考核奖励。低于 97% 每降低 1% 扣除技术服务费 1 万元，电量扣费上限不超过 60 万元；高于 103% 每增加 1% 奖励 1 万元，奖励上限不超过 60 万元。

(2) 生产管理考核

a. 风机可用系数不低于 98%；

以上指标完成免于考核，未完成，每降低一个百分点扣除技术服务费 6000 元，上限不超过 3 万元。

可用系数 AF。可用系数指可用小时占统计期间小时的百分比，其数学表达式为

$$AF = \frac{AH}{PH} \times 100\%$$

式中：

AF----可用系数；

AH----可用小时：统计期间小时-故障小时数-(服务模式小时数-36H)

PH----统计期间小时：设备处于在使用状态的小时数(发电及备用状态)

b.一次设备可利用率不低于 98%;

以上指标完成免于考核，未完成，每降低一个百分点考核 2000 元，上限不超过 3 万元。

(3) 合同期内第二、三、四年按照生产管理考核，不再进行电量指标考核。

风力发电运维服务考核小时数，是界定运维服务质量、核算运维费用、明确权责边界的核心指标，直接关联项目正常发电效率、长期收益稳定性及运维履约保障效果。项目公司制定运维考核小时数，并非主观设定固定数值，而是紧密结合项目所在地风能资源禀赋、项目实际运营条件、核心设备性能标准、现场运维实操能力、区域气候环境及各类发电约束因素，遵循“合规有据、贴合实际、权责匹配、审慎可控”的原则综合测算确定，整体制定逻辑闭环、上下文衔接流畅，各项取值均有充分支撑，不存在脱离项目实际的理想化设定。

基于此，本次评估预测数据与运维合同相关考核指标基本相符，因此未考虑相关奖惩对评估结果的影响。

4、折现率（含贝塔系数）

(1) 所选折现率的模型

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为企业自由现金流，则折现率选取加权平均资本成本估价模型（WACC）确定。

WACC模型公式：

$$WACC=K_e \times E/(D+E)+K_d \times D/(D+E) \times (1-T)$$

其中：Ke：权益资本成本

E：权益的市场价值

Kd：债务资本成本

D：付息债务的市场价值

T：所得税率

计算权益资本成本时，我们采用资本资产定价模型（CAPM）。

(2) CAPM模型公式：

$$K_e=R_f+\beta \times ERP+R_c$$

其中：Rf为无风险报酬率

ERP为市场风险溢价

Rc为企业特定风险调整系数

β 为评估对象权益资本的预期市场风险系数

(3) 模型中各有关参数的确定

①可比公司的选取

由于被评估单位为盈利企业，并且主营业务为新能源发电业务，因此在本次评估中，我们初步采用以下基本标准作为筛选对比公司的选择标准：

- 可比公司近两年为盈利公司；
- 可比公司必须为至少有两年上市历史；
- 可比公司企业规模相当或相近；
- 可比公司所从事的行业或其主营业务为新能源风力发电业务，或者受相同经济因素的影响，并且主营该行业历史不少于 2 年。

根据上述四项原则，我们利用同花顺iFinD进行筛选，最终选取了以下 3 家上市公司作为可比公司：

可比公司名称	股票代码
中闽能源	600163.SH
江苏新能	603693.SH
银星能源	000862.SZ

②权益资本成本Ke的确定

a.无风险收益率Rf的确定：

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。

本次评估采用同花顺iFinD系统查询的，从评估基准日到国债到期日剩余期限为 10 年期以上（含 10 年期）国债到期收益率作为无风险收益率。

我们以上述国债到期收益率的平均值 2.16%作为本次评估的无风险收益率。

b.权益的市场风险系数 β 的确定：

根据被评估单位的业务特点，评估人员通过同花顺iFinD系统查询了 3 家沪深A股可比上市公司 2025 年 10 月 31 日的有财务杠杆的 β_L 值，然后根据可比上市公司的所得税率、资本结构换算成无财务杠杆 β_U 值。

根据多家可比上市公司的无财务杠杆 β_U 值，取其平均值作为被评估单位的

β_U值。取可比上市公司资本结构的平均值作为被评估单位的目标资本结构，再结合被评估单位预测期间执行的所得税税率，将各参数代入权益系统风险系数计算公式，计算得出被评估单位的权益系统风险系数。计算公式：

$$\beta_L = \beta_U \times [1 + (1 - T) \times D/E]$$

式中：β_L：有财务杠杆的β系数

β_U：无财务杠杆的β系数

T：所得税率

由于以上β系数估算过程是采用历史数据，因此我们实际估算的无财务杠杆β_U值应该是历史的β系数而不是未来预期的β系数。为了估算未来预期的β系数，我们需要采用布鲁姆调整法（Blume Adjustment）。公式如下：

$$\beta_{adj} = \frac{2}{3} \times \beta_{unadj} + \frac{1}{3} \times 1$$

其中：β_{adj}为调整后的β值，β_{unadj}为历史β值。

c. 市场风险溢价ERP的确定：

市场风险溢价是指投资者对与整体平均风险相同的股权投资所要求的预期超额报酬率，即超过无风险利率的风险补偿。其中，股权投资报酬率R_m借助同花顺iFinD数据终端，选择中国股票市场最具有代表性的沪深300指数，采用每年不同时点沪深300指数成份股的交易收盘价（复权价），以10年为一个周期，采用滚动方式估算300只股票中每只股票10年的几何平均收益率。

无风险收益率R_f选取国债到期收益率。借助同花顺iFinD数据终端，选取近十年每年对应时点距到期剩余年限10年期以上（含10年）国债到期收益率平均值作为无风险收益率。

通过上述估算，市场风险溢价ERP为6.72%。

d. R_c企业特定风险调整系数的确定

特定风险报酬率R_c表示被评估单位自身特定因素导致的非系统性风险的报酬率。本次评估采用综合分析法确定特定风险报酬率e，即综合考虑被评估单位的资产规模、所处经营阶段、市场竞争情况、主要客户及供应商依赖、公司治理、资本结构等因素，确定合理的特定风险报酬率。

综合以上分析，确定企业的风险调整系数为1.50%。

e. 权益资本成本的确定

将上述各参数代入公式计算：

当所得税率为 0.00%时：

$$\begin{aligned} K_e &= R_f + \beta \times ERP + R_c \\ &= 8.90\% \end{aligned}$$

当所得税率为 12.50%时：

$$K_e = R_f + \beta \times ERP + R_c = 8.78\%$$

当所得税率为 25.00%时：

$$K_e = R_f + \beta \times ERP + R_c = 8.66\%$$

③债务资本成本Kd的确定

按行业的贷款利率确定，Kd取 3.50%。

④加权平均资本成本的确定

按照WACC= $K_e \times E / (D+E) + K_d \times D / (D+E) \times (1-T)$ 公式计算，各年度WACC结果如下：

年份	2025年5-12月	2026年	2027年	2028年	2029年及以后年度
Kd	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%
所得税率	0.00%	12.50%	12.50%	12.50%	25.00%
WACC	7.19%	6.97%	6.97%	6.97%	6.75%

⑤结论

综上所述，本次在折现率过程中严格遵循证监会《监管规则适用指引——评估类第1号》及资产评估专家指引，相关参数选取合理，计算结果具有一定的合理性。

（三）评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。

1、行业政策变动

海城锐海所在省份结算电价如下表：

单位：元/千瓦时

项目类型	所属省份	2023年	2024年	2025年
分散式风电	辽宁	0.3749	0.3749	0.3749

2025年1月，国家发展改革委、国家能源局下发了《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）文件。

2025年9月25日，辽宁省发展和改革委员会、辽宁省工业和信息化厅关于印发《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知（辽发改价格〔2025〕734号）文件。

文件明确要求新能源上网电价按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体要求，深化新能源上网电价市场化改革，建立适应辽宁新能源发展特点的可持续发展价格结算机制。

（1）存量项目执行电价

2025年6月1日（不含）以前投产（核准或备案容量全部建成并网，下同）的新能源项目。

纳入机制电量规模妥善衔接辽宁省现行保障性优先发电电力电量平衡相关政策，单个项目每年纳入机制电量规模原则上不得高于上一年水平。

机制电价为0.3749元/千瓦时。

执行期限按各项目剩余全生命周期合理利用小时数对应月份与投产满20年对应月份较早者确定。

（2）退出机制范围或者到期后电价

已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请部分电量或者全部电量退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围，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。

燃煤标杆电价属于国家统一管控的政策性电价，由国家发展改革委牵头制定及调整，地方不具备自主定价权限。该类电价调整流程规范严格、周期较长，不存在短期随机波动情形，是电价保持稳定的核心基础。对于存量项目到期后的市场化电价，因距离评估基准日时间较远，无法对届时市场化电价水平进行合理预计，故本次仅以评估基准日的市场化电价作为参考依据。因此，本次评估对于执行期限到期后，假设市场电价与评估基准日一致，市场电价参考评估基准日市场电价确定，根据调查，评估基准日辽宁地区市场价格为0.33元/千瓦时。

本次评估时对于电价已经按照最新的行业政策进行调整。

2、历史运营情况

通过对报告期内相关数据统计，海城锐海风电历史年度经营情况如下：

单位：万元

财务指标	2025年10月末	2024年	2023年
总资产	34,116.63	36,310.53	39,115.68
总负债	33,066.99	35,333.44	39,866.94
所有者权益	1,049.65	977.10	-751.25
财务指标	2025年1-10月	2024年	2023年
营业收入	2,800.40	4,418.58	2,486.71
净利润	-8.73	276.05	-580.21
经营活动产生的现金流量净额	3,448.92	2,398.20	1,838.75

根据上表显示，2024年收入相比2023年大幅增加，而2025年1-10月收入明显与2024年全年数据差距较大，主要原因为风力发电主要受风力资源影响，每年风力资源并不稳定。

楼峪、唐王风电场（2022年8月并网）：2023年进入稳定运营，年发电小时数分别达2,233.07小时、2,988.83小时，2025年受气候影响略有回落，至2,075.83小时、2,706.44小时，整体波动幅度较小，运营稳定性较强。

西洋、薛家、三通河风电场（2023年8月、9月并网）：2023年仅半年运营时间，年发电小时数处于低位（831.98小时-1,239.58小时）；2024年全面释放发电能力，小时数大幅攀升至3,456.95小时-3,681.90小时，实现翻倍增长；2025年分化明显，西洋因设备故障（风机停机、叶片掉落）小时数骤降至1,537.94小时，薛家、三通河则小幅回落至3,264.96小时、3,311.79小时。

3、项目合规瑕疵

（1）瑕疵事项风险高低情况分析

本次评估过程中，评估机构已对海城锐海风电项目重要的合规文件进行查阅，经过对相关文件查阅，结合项目地实际情况分析得出，海城锐海风电项目均已取得了关于项目核准的批复及土地不动产权证，且实际装机容量小于批复装机容量。不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，目前正在办理建设用地规划许可证，该瑕疵事项属于低风险，可以进行整改，无重大合规风险敞口，不存在对企业正常经营的实质影响。

(2) 报告期内是否存在因建设手续等瑕疵事项导致相关处罚

通过查阅报告期内相关处罚信息，海城锐海未因相关建设手续瑕疵事项而遭受相关的行政处罚。

(3) 建设手续等瑕疵事项后续完善预计费用情况

根据对海城锐海风电项目合规性的梳理，目前主要完善用地手续中的建设用地规划许可证，完善该手续主要发生一些工本费用，费用相对较低，不会对海城锐海经营业绩产生重大影响。

(4) 交易对方对项目建设手续瑕疵事项的担保

根据东方新能与锐电投资有限公司签订的《股权转让协议》已明确约定，因标的公司交易前项目用地瑕疵及/或其他任何手续瑕疵问题（包括但不限于建设手续缺失）导致遭受行政处罚、民事赔偿索赔或被要求拆除相关设备等情形所造成的损失，锐电投资有限公司须承担相应赔偿责任。

因此本次评估过程中通过对瑕疵事项风险高低情况分析、报告期内是否存在因建设手续等瑕疵事项导致相关处罚、建设手续等瑕疵事项后续完善预计费用情况以及交易对方对项目建设手续瑕疵事项的担保分析，认为海城锐海建设手续瑕疵事项不会对海城锐海经营产生重大影响，因此未特定考虑上述事项对评估作价的影响。

4、所在地历史弃风限电情况及电网消纳能力

海城电网是辽宁电网的重要组成部分，担负着海城市区、郊区和 26 个乡镇，共 130 万人口，城乡工农业生产和居民生活的供电任务，总供电面积 2732 平方公里。2018 年海城地区总售电量 61.72 亿千瓦时，总用户 53 万户，人均用电量 4748 千瓦时。

海城地区电网北经 500kV 鞍王一二线、北王线、220kV 铁海线和海城电网、盘锦电网相连；南部经 500kV 王渤一二线与大连电网相连；西部经 220kV 牛东一二线与营口电网相连；东部经 500kV 徐王线和程王线与本溪电网相连。

截止到 2018 年底，辖区内 500kV 变电站一座，容量 2000 兆伏安，有 220kV 变电站 7 座，总容量 2880 兆伏安，66kV 变电站 52 座，主变 92 台，总变电容量 2364.8MVA；送电线路 98 条，总长 1223.7 公里。

海城市 220kV变电站统计表

单位：MVA，MW

序号	变电站名称	主变容量	最大负荷	负载率
1	王铁变	240+240	349.8	72.88
1	海城变	180+180	177	49.17
2	牛庄变	180+180	174.6	48.5
1	英落变	180+180	185	51.3

海城市辖区 66kV变电站统计表

单位：MVA，MW

序号	变电站	容量	最大负荷	负载率
1	西新变	20+20	7.2	18
1	唐王变	31.5+31.5	7.9	12.53
2	感王变	20+20	17.1	42.75
1	英北变	40+40	44.9	56.1
2	华子峪变	40+20	17.7	29.5
3	前英变	5+10	8.3	55.33
4	兴英变	20+20	17.3	43.25
5	峪北变	50+50	51.67	51.67

薛家9MN分散式风电项目和三通河7.5MW分散式风电项目周边有2座66kV变电站，分别是66kV单家变(待退运-即将停运)和西新变。薛家9MM分散式风电项目和三通河7.5MW分散式风电项目接入的变电站均为西新变，单家变停运对标的项目无影响。详见下表：

薛家风力电站周边 66kV变电站情况统计表

单位：公里，MW，MVA，条

变电站名称	距风力电站距离	年最小负荷	主变容量	10kV出线条数	剩余间隔
西新变	9	0.4	20×2	6	16

从距离、变电站负荷情况综合考虑，项目位置距66kV西新变最近，西新变剩余间隔充足，所以本次薛家风力电站接网优先选择由66kV西新变接入电力系统。66kV西新变年负荷0.4MW~7.2MW，距该风力电站直线距离9km，主变容量40MVA，10kV出线条数6条，剩余间隔16个。

西新66kV变电站位于海城市耿庄镇，是半户内变电站，66kV侧为线变组接线方式，66kV受电为铁西一线、铁西二线。现有2台主变，均为20MVA，10kV

侧为单母线分段接线。66kV西新变电站接于 220kV王铁变配出的 66kV铁西一线、铁西二线。

220kV王铁变位于本项目东侧约 18.2km处。现有 2 台 240MVA主变，2018 年最大负荷 218MW，最小负荷 34MW，220kV侧为双母线接线方式，进线 6 回；66kV侧为双母线接线，已出线 16 回，66kV预留出线间隔 8 回。

220kV海城变电站情况统计表

单位：MVA，MW，条

序号	220kV 变电站	主变容量	最小负荷 (兆瓦)	允许接入分散式风 电容量 (兆瓦)	剩余间隔
1	王铁变#1 变	240	17	17	9
2	王铁变#2 变	240	11.84	11.84	-

楼峪 7MW分散式风电项目和唐王 11.5MW分散式风电项目周边有 2 座 66kV 变电站，分别是 66kV唐王变、感王变。详见下表：

楼峪风力电站周边 66kV变电站情况统计表

单位：公里，MW，MVA，条

变电站名称	距风力电站距离	年最小负荷	主变容量	10kV 出线条数	剩余间隔
唐王变	6	1.43	31.5×2	5	25
感王变	5	0.04	20×2	6	0

从距离、变电站负荷情况综合考虑，楼峪 7MW分散式风电项目位置距 66kV 感王变最近，感王变无剩余间隔，所以本次楼峪风力电站接网优先选择T接 10kV 线路，由既有线路接入 66kV感王变接入电力系统。66kV感王变年负荷 0.4MW~17.1MW，距该风力电站直线距离 5km，主变容量 40MVA，10kV出线条数 6 条，剩余间隔 0 个。

从距离、变电站负荷情况综合考虑，唐王 11.5MW分散式风电项目位置距 66kV唐王变最近，唐王变剩余间隔充足，所以本次唐王风电场电站接网优先选择由 66kV唐王变接入电力系统。66kV唐王变年负荷 1.43MW~7.9MW，距该风力电站直线距离 6km，主变容量 63MVA，10kV出线条数 5 条，剩余间隔 25 个。

唐王 66kV变电站位于海城市感王镇，是半户内变电站，66kV侧为线变组接线方式，66kV受电为海牛甲线、海牛乙线。现有 2 台主变，均为 31.5MVA，10kV 侧为单母线分段接线。

66kV唐王变电站接于 66kV海牛甲线、海牛乙线。海牛甲线及海牛乙线为 220kV海城变至牛庄变的联络线；

66kV感王变电站接于 66kV海牛甲线、海牛乙线。海牛甲线及海牛乙线为 220kV海城变至牛庄变的联络线；

220kV海城变 1#主变最小负荷 34.74 兆瓦，海城垃圾处理厂沼气发电项目 4 兆瓦接于 66kV代千变 1#主变侧 10kV代南一线，所以海城变 1#主变允许接入分散式风电容量 30.74 兆瓦；海城变 2#主变最小负荷 32.97 兆瓦，感王镇汇丰生物发电项目 30 兆瓦接于 66kV感王变 66kV母线，通过 66kV海牛乙线上送至海城变 2#主变，所以海城变 2#主变允许接入分散式风电容量 2.97 兆瓦。如该项目预接入 220kV海城变 2#主变系统，需在汇丰生物物质投产前并网发电。220kV海城变电站情况统计表

序号	220kV 变电站	主变容量	最小负荷 (兆瓦)	未投产电源项目	允许接入分散式风电容量 (兆瓦)	剩余间隔
1	海城变#1 变	180	34.74	海城垃圾处理厂沼气发电 4 兆瓦	30.74	1
2	海城变#2 变	180	32.97	汇丰生物发电 30 兆瓦	2.97	

220 千伏牛庄变 1#主变最小负荷 11.46 兆瓦。2#主变最小负荷 16.35 兆瓦，感王镇汇丰生物发电项目 30 兆瓦接于 66 千伏感王变 66 千伏母线，通过 66 千伏海牛乙线上送至牛庄变 2#主变，所以 220 千伏牛庄变 2#主变不能接入 66 千伏层面分散式风电容量。但可按照下级 66 千伏变电站 10 千伏侧最小负荷考虑可允许接入的分散式风电，保证在 66 千伏变电站内消纳。

220kV牛庄变电站情况统计表

单位：公里，MW，MVA，条

序号	220 千伏变电站	主变容量	最小负荷 (兆瓦)	未投产电源项目	允许接入分散式风电容量 (兆瓦)	剩余间隔
1	牛庄变#1 变	180	11.46	-	11.46	5
2	牛庄变#2 变	180	16.35	汇丰生物电 30 兆瓦	0	

西洋 9MW分散式风电项目周边有 5 座 66kV变电站，综合考虑下可接入 66kV

英北变、峪北变。详见下表：

西洋风力电站周边 66kV 变电站情况统计表

单位：公里，MW，MVA，条

变电站名称	距风力电站距离	年最小负荷	主变容量	10kV 出线条数	剩余间隔
英北变	2	4.44	80	10	6
峪北变	3	0	100	8	8

从距离、变电站负荷情况综合考虑，项目位置距 66kV 英北变及峪北变均为较近，有 10kV 剩余间隔，所以本次西洋风力电站接网优先选择由 66kV 英北变接入电力系统。66kV 英北变年负荷 4.44MW~44.9MW，距该风力电站直线距离 2km，主变容量 80MVA，10kV 出线条数 10 条，剩余间隔 6 个。

英北 66kV 变电站位于海城市英落镇，是半户内变电站，66kV 侧为桥接线方式，66kV 受电为英北一线、英北二线。现有 2 台主变，均为 40MVA，10kV 侧为单母线分段接线。

220kV 英落变 1#主变最小负荷 10.53 兆瓦，2#主变最小负荷-14 兆瓦（爱康光伏 25 兆瓦）。所以 220kV 英落变 2#主变侧不具备接入新能源条件。

220kV 英落变电站情况统计表

序号	220kV 变电站	主变容量	最小负荷（兆瓦）	允许接入分散式风电容量（兆瓦）	剩余间隔
1	英落变#1 变	180	10.53	10.53	3
2	英落变#2 变	180	-14	0	

根据国家能源局 2025 年 2 月发布的《辽宁省 2024 年新能源并网消纳情况统计表》，辽宁省 2024 年风电利用率达 96.8%，消纳情况较好；结合本项目升压站发电情况，本项目不存在限电弃电情况。

5、报告期发电小时波动情况

通过对历史年度数据统计，2022-2025 年上网电量及等效满负荷小时如下表：

单位：万千瓦时、小时

项目	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
上网电量	728.75	7,495.29	13,291.20	10,910.56
等效小时数	177.74	1,828.12	3,241.76	2,661.11

2022年8月项目一期-楼峪、唐王并网，2023年8月项目二期-西洋、薛家和三通河并网，上网电量及等效小时数非全年数据。

风力发电行业上网电量高低受风力资源影响比较严重，每年风力资源并不稳定，2024年属于风力资源较好年份，当年上网电量达到13,291.20万千瓦时，折算等效满负荷小时为3,241.76小时，而2025年风力资源相对较差，全年上网电量为10,910.56万千瓦时，折算等效满负荷小时为2,661.11小时，因此历史运营情况变化属于合理变化。

鉴于风力资源的不稳定性，在可行性研究报告以及技术尽调报告编制时，是通过实测短期测风数据和关联周边长期气象站，将其订正还原成近20-30年气候平均风能，把丰风年、枯风年互相抵消，抹平自然波动，算出一个“常年均值”，该常年均值算的是多年平均等效稳态值，不是某一年真实值。本次评估在预测时采用的为多年平均等效稳态值，符合风电行业特性，是合理的。

6、行业竞争情况

标的公司主要从事风力发电新能源发电业务。新能源发电行业属于资本密集型领域，对项目投资方的资金实力有较高要求，从初始投资阶段到项目的开发、建设和长期运营均需要大量的资金投入。因此，大型央企和国企凭借更为雄厚的资金基础和更稳定的融资渠道在新能源发电行业中具有显著的竞争优势。经过多年的市场竞争与资源整合，包括华能集团、大唐集团、国家能源集团、中国华电、国家电投集团在内的中央直属五大发电集团和包括三峡集团、中广核、中核集团、华润电力、中节能、国投电力在内的六家其他全国性电力集团（合称“五大六小”）共11家央企发电集团具备较高市场份额。2024年，“五大六小”发电集团光伏新增装机总量约为112GW，风电新增装机总量约为55GW，分别占全国光伏和风电新增装机总量的41%和68%；截至2024年底，“五大六小”发电集团光伏累计装机容量约为370GW，风电累计装机容量约为356GW，分别占全国光伏和风电装机总量的42%和68%。

另一方面，地方性国有企业也是新能源发电行业的重要参与者，凭借在当地资源获取及与地方政府及企业合作方面具备的竞争优势占据部分市场份额。同时，各地政府不断通过出台优惠政策和扶持措施，鼓励地方国企加大在新能源领域的投资力度，随着新能源产业的持续发展和政策的不断完善，地方国企在新能源发电领域的市场地位有望进一步巩固和提升。规模较大的地方国有发电企业包括四

四川省能源投资集团有限责任公司、云南省能源投资集团有限公司等。

虽然新能源场站投资和运营属于资本密集型行业，对资金实力的要求较高，所以大型国能的竞争优势较强，但民营企业依靠自身灵活多变的机制、强大的执行力，以及资本市场融资平台的资金支持，也拥有从行业竞争中脱颖而出的优势。

目前，央企发电集团与地方能源国企正逐步开始就新能源发电投资领域开展合作，有利于进一步发挥地方资源与央企运营经验优势，如华能集团、华电集团、三峡能源等已与各地能源企业积极合作推进大型项目开发，优化国有资本布局，避免无序竞争。

7、运营成本上升

运维费：主要是海城锐海为保持电站可持续良好安全的运行所发生的运维费用，本次评估按照海城锐海与委托运维公司签署的运维合同以及可行性研究报告中未来年度修理费增长幅度进行预测。随着风电机组运行年限增长，关键部件（如齿轮箱、发电机、叶片等）逐渐老化，故障率上升，导致维修频率和更换成本增加，因此风力发电运营成本会逐年增高。本次预测时，风电运营中经营成本主要由修理费、保险费、职工薪酬（工资、福利及社保）、材料费和其他费用等构成。而为降低业主单位运营成本，实际运营过程中业主通过支付运维费的形式来委托第三方运营管理，运维费内容包含运维人员的薪酬、修理费（包含价值 2000 元以下的备品备件）等。实际运营过程中，风电机组投入运行前 5 年修理费相对较少，随着运行年份的增加，机组老化将导致修理费增加。可研报告显示：第 1-5 年修理费预测比例为 0.5%（按照风机投资额），从运行期第 6 年到第 8 年为 0.8%，第 9 年到第 11 年为 1%，第 12 年到第 14 年为 1.25%，第 15 年到第 17 年为 1.5%，第 18 年到第 20 年为 1.65%。本次评估针对运维费预测时，未来的增长情况已参考可研中修理费用增长率，结果具有合理性。

（四）对比资产负债率相近的同行业可比交易案例

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“三、评估方法和评估参数”之“（一）海城锐海”之“5、收益法评估结果”部分补充披露如下：

通过查阅近年来风电企业交易案例，与标的企业资产负债率接近的交易案例相对较少，本次选取了收购标的资产负债率在 60%以上的交易案例进行对比，具体相关对比指标如下：

证券代码	证券简称	收购标的	装机容量 (MW)	资产负债率	评估基准日	评估增值率
600072.SH	中船科技	正镶白旗盛元风力发电有限公司 100%股权	149.50	78.86%	2024-05-31	29.90%
600072.SH	中船科技	镶黄旗盛世鑫源风力发电有限责任公司 100%股权	125.00	79.30%	2024-08-31	86.53%
600072.SH	中船科技	敦煌海装新能源有限公司 100%股权	199.50	81.10%	2024-05-31	27.41%
600072.SH	中船科技	内蒙古乌达莱新能源有限公司 100%股权	475.00	67.73%	2024-04-30	80.02%
601016.SH	节能风电	张北二台风力发电有限公司 100%股权	100.00	70.55%	2023-08-31	49.71%
600072.SH	中船科技	中船风电(张掖)新能源有限公司 100%股权	300.00	76.15%	2024-05-31	10.34%
平均				75.62%		47.32%
002310	东方新能	海城锐海 100%股权	41.00	96.92%	2025-10-31	36.24%

由上表所示，对比资产负债率相近的同行业可比交易，海城锐海本次交易价格对应评估增值率介于同行业可比交易值之间，本次交易价格不存在显著高于同行业可比交易平均水平的情形。

（五）对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”“三、评估方法和评估参数”“（一）海城锐海”之“5、收益法评估结果”部分补充披露如下：

结合标的公司的经营特点及本次评估方法，选取了上网电价、等效满负荷小时数、折现率指标对标的公司本次评估值进行敏感性分析，结果如下：

1、上网电价变动

以当前预测的未来各期上网电价为基准，假设评估模型中的其他参数保持不变，上网电价对评估值的敏感性分析如下：

单位：万元

含税上网电价变动	评估值	评估值变动幅度
-1.00%	1,120.00	-21.68%
-0.50%	1,270.00	-11.19%
0.00%	1,430.00	0.00%
+0.50%	1,580.00	10.49%
+1.00%	1,730.00	20.98%

注：（1）收益法评估中，对价格类敏感参数优先采用小幅变动（±1%），用于判断电价对收益价值是否敏感，避免大幅波动掩盖真实风险。（2）标杆电价、脱硫煤电价长期稳定，本次评估范围内标的公司多数执行的为标杆电价，选取±0.5%、±1%能够合理体现电价正常小幅度变动对项目收益的影响。

2、等效满负荷小时数变动

以当前预测的未来各期等效满负荷小时数为基准，假设评估模型中的其他参数保持不变，等效满负荷小时数对评估值的敏感性分析如下：

单位：万元

等效满负荷小时数变动	评估值	评估值变动幅度
-1.00%	1,190.00	-16.78%
-0.50%	1,270.00	-11.19%
0.00%	1,430.00	0.00%
0.50%	1,580.00	10.49%
1.00%	1,740.00	21.68%

3、折现率变动

以当前预测的未来各期折现率为基准，假设评估模型中的其他参数保持不变，折现率对评估值的敏感性分析如下：

单位：万元

折现率变动幅度	评估值	评估值变动幅度
-3.00%	1,850.00	29.37%
-1.00%	1,560.00	9.09%
0.00%	1,430.00	0.00%
1.00%	1,290.00	-9.79%
3.00%	1,010.00	-29.37%

(六)是否存在高估标的资产价值的情形及本次评估增值率的合理性核查结论

1、是否存在高估标的资产价值的情形

经全面核查，本次标的公司资产评估不存在高估标的资产价值的情形，估值结果谨慎、合理、公允，核心依据如下：

(1) 假设与参数均遵循谨慎性原则

上网电价稳定假设契合行业实际，未预设电价上浮；年发电小时数、贝塔系数、运营成本等核心参数取值均有实测、历史、行业数据支撑，无主观高估参数情况。

(2) 重大不利因素已充分覆盖

行业政策、合规风险、弃风限电、成本上涨等全部重大不利因素，均已纳入评估分析，未忽略或弱化风险影响。

(3) 估值方法与行业惯例一致

海城锐海采用收益法评估结果作为评估结论，收益预测以项目实际盈利能力为核心，不夸大未来收益增长，估值结果与行业公允水平相符。

(4) 风险对冲机制完善

评估中已设置敏感性分析，测算电价、年发电小时数、折现率对估值的影响。

2、本次评估增值率的合理性

本次评估通过对比同行业可比交易案例，标的公司本次交易价格对应评估增值率介于同行业可比交易值之间，本次交易价格不存在显著高于同行业可比交易平均水平的情形。

同时通过上网电价、年发电小时数、折现率敏感性测试，验证核心参数取值审慎，风险覆盖充分，不存在参数乐观、虚增估值；本次评估增值源于资产未来盈利能力与历史成本的固有差异，增值逻辑清晰、构成合理、对标市场、审慎合规，因此本次评估增值具有合理性。

(七) 关于电价及发电小时数波动风险应对措施

针对电价及发电小时数波动可能引致的收益不确定性，公司已建立多维度风险防控与收益保障机制，具体如下：

1、电价波动风险

(1) 以历史电价数据为测算支撑

通过考核项目所在地近十年历史电价数据，为收益测算、风险判断及估值合理性提供充分数据依据。

（2）存量资产执行稳定机制电价

根据 136 号文，本次重组涉及资产为 2025 年 5 月 31 日前并网的存量新能源项目，在机制电价执行期内（按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行），机制电价计量方式及电价水平与历史年度保持一致，收益来源具备稳定性与可预测性。

（3）强化电力交易与储能能力，提升市场化收益

公司将重点拓展资产托管运营业务，同时加大电力交易、储能运营领域能力建设，提升新能源电站市场化交易盈利能力。后续标的资产也可通过储能调度、峰谷套利、现货交易等方式优化收益，收益水平有望优于传统计划电价模式。

2、发电小时数波动风险

（1）自然资源波动风险可控

新能源发电小时数主要受风光资源影响，风光资源日内、月间波动相对显著，但年度维度区域波动幅度较小，整体具备稳定性。

（2）转让方或运维公司承诺提供充分保障

对于海城锐海的上网电量，海城锐海、华锐风电、锐电投资签署了三方协议《风电场发电量担保协议》；具体内容参见本回复“问题五”之“三”之“（一）华锐风电的承诺”部分。

（3）强化运营管理，保障发电效率

收购完成后，公司将加强电站发电数据实时监测，异常情况及时协同运维机构处置；严格考核运维机构运维时效、运维质量及资产巡检成效，不达标的按约定索赔；协同运维机构持续提升运维水平，保障电站稳定高效发电。

五、海城锐海未来发电量预测依据为北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》。请补充披露该尽职调查报告中与评估相关的核心参数，并说明相关参数的来源与依据。结合海城锐海报告期内的历史实际发电小时数（2023 年、2024 年、2025 年 1-10 月）及其波动情况，对比说明未来年度发电量预测的合理性及谨慎性。同时，敏感性分析显示等效满负荷小时数变动对评估值影响显著，请做进一步的风险提示。

（一）补充披露该尽职调查报告中与评估相关的核心参数，并说明相关参数的来源与依据。结合海城锐海报告期内的历史实际发电小时数（2023年、2024年、2025年1-10月）及其波动情况，对比说明未来年度发电量预测的合理性及谨慎性。

请参见“问题五、四”之“（二）发电小时数、贝塔系数等核心评估参数的选取依据”的回复。

（二）敏感性分析显示等效满负荷小时数变动对评估值影响显著，请做进一步的风险提示

公司已在重组报告书“重大风险提示”之“二、交易标的对上市公司持续经营影响的风险”部分补充披露如下：

（十）等效满负荷小时数变动导致的海城锐海评估值波动风险。

经海城锐海评估值的敏感性分析验证，等效满负荷小时数作为本次发电量预测及评估值测算的核心关键参数，其变动对本次评估结果具有显著影响。若未来海城锐海实际等效满负荷小时数低于预测值，将直接导致项目未来现金流测算值下降，进而造成评估值贬值，可能出现评估值与项目实际价值不符的风险。

六、你公司与锐电投资协议约定，如某项消缺工作因你公司未提供必要的协助而无法完成的，视为锐电投资已完成。协议签署后，除不可抗力以外，任何一方不履行或不及时、不适当履行本协议项下其应履行的任何义务，或违反其在本协议项下作出的任何陈述、保证或承诺，均构成违约。说明具体协作事项、不可抗力情形。

回复：根据东方新能与锐电投资签署的《股权转让协议》第六条第二款第（三）项及附件1消缺事项清单，协议明确约定交割后消缺工作仍由锐电投资负责完成，东方新能履行相应的配合义务。根据双方的确认函中约定的具体协作事项，公司已在重组报告书“第六节 本次交易主要合同”“一、海城锐海股权转让协议”部分补充披露如下：

“（十二）甲方需提供的必要协作事项

1、现场准入与设备使用权限

东方新能应为锐电投资及相关供应商提供现场场站的准许进入，并提供开关

站、风机、箱变等设备的使用权限。

2、运维配合

东方新能应安排现场运维人员提供必要配合，包括协助现场排查设备缺陷，及提供现场运行数据等。

3、停机安排与现场安全管理

针对风机、齿轮箱、预制舱等设备的检测、维修及技改工作，东方新能应配合完成相关设备的停机安排，确保消缺相关停机维护工作顺利开展。”

关于不可抗力情形，公司已在重组报告书“第六节 本次交易主要合同”之“一、海城锐海股权转让协议”部分补充披露如下：

“(十一)不可抗力

1、本条所述不可抗力系指不能预见、不能避免且不能克服的事件，包括但不限于自然灾害、罢工、骚乱、暴乱、战争和法律法规规定及其适用的变化。

2、因不可抗力导致乙方无法履行交割义务的，乙方应在不可抗力发生后3个工作日内通知甲方，交割期限顺延，不可抗力持续超过30个工作日的，各方可协商解除本协议，互不承担违约责任。

3、如因自然灾害或国家政策调整的不可抗拒的原因，致使任何一方不能履行或不能完全履行本协议时，该方应立即将该等情况以书面形式通知对方，并在该等情况发生之日起7个工作日内提供详情及本协议不能履行或者部分不能履行，或者需要延期履行的理由的有效证明。按照事件对履行本协议的影响程度，由各方协商决定是否解除本协议，或者部分免除履行本协议的责任，或者延期履行本协议。

4、若因国家政策或法律法规在本协议签署后发生调整而致使直接影响本协议的履行或者是不能按约履行时，协议各方均无过错的，不追究协议各方在此事件发生后未履行约定的违约责任，按其对履行协议影响的程度，由各方协商决定是否解除协议或者延期履行协议。”

七、核查意见

(一) 核查过程

评估机构执行的主要核查程序如下：

1、查阅标的公司的审计报告、资产评估报告、评估说明、评估明细表以及专项信用报告；复核收益法评估的具体过程、参数选取依据；核实标的公司评估增值的主要来源；

2、查阅同行业可比上市公司年度报告以及可比交易的相关公告文件，复核标的公司及同行业可比上市公司及可比交易对应的市盈率、市净率计算结果；分析标的公司评估值对应市盈率、市净率与同行业可比上市公司及可比交易的差异情况及原因；

3、了解标的公司已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间；

4、查阅《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》和可行性研究变更，了解与评估相关的核心参数。

5、查阅东方新能与锐电投资签署的《股权转让协议》和《协作事项确认函》，了解具体协作事项和不可抗力情形；

6、查阅《国家能源局关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知》、《国家发展改革委 公安部 国家数据局关于全面推行以专项信用报告替代有无违法违规记录证明的通知》、《中华人民共和国城乡规划法》、《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国土地管理法实施条例》、《中华人民共和国建筑法》、《辽宁省 2024 年新能源并网消纳情况统计表》、《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》、《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》等文件。

（二）核查结论

经核查，评估机构认为：

1、海城锐海不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形。本次评估过程中，评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险、可以进行整改，无重大合规风险敞口，本次评估过程中未特定考虑上述事项对评估作价的影响。根据东方新能与锐电投资就海城锐海股权转让事项的沟通，海城

锐海股权转让后东方新能将海城锐海对锐电投资的其他应付款暂时留存做为风电场发电量保证金、风力发电机质保金、相关消缺事项款及项目用地瑕疵及/或其他任何手续瑕疵问题承担赔偿责任的赔偿金。此笔款项足以偿付海城锐海三个风电项目如因未办理建设用地规划许可证可能产生的罚款，能提供切实可行的保障。

2、对于海城锐海评估中，未考虑资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响。评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险、可以进行整改，无重大合规风险敞口。

3、海城锐海已与风机厂商华锐风电科技（集团）股份有限公司签订风电场发电量担保协议，该承诺为对海城锐海风电场发电量的承诺，海城锐海的业绩还受电价等其他因素的影响，该承诺并非对海城锐海利润实现情况的业绩承诺或对价调整机制。由于海城锐海未来发电量是否能够触发《风电场发电量担保协议》存在很大的不确定性，未来具体赔偿金额也无法准确预计，海城锐海未确认或有资产，符合《企业会计准则第13号-或有事项》第十三条的规定。因是否触发有关条款及相关金额无法准确估计，对收购完成后公司未来现金流及损益的影响目前尚无法准确估计，但海城锐海尚欠锐电投资往来款项，通过抵扣的方式，预计能够覆盖未来发生索赔事项的金额，通过抵扣欠款的方式，实际是对华锐风电履约能力的保障。

4、评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化具有合理性，不可抗力情形主要是指地震、战争、重大疫情、政策突变等情形，为不可预见因素，具有突发性、偶然性、不可控性。评估过程中充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、所在地历史弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，未特别考虑项目合规瑕疵，不存在高估标的资产价值的情形。本次评估通过对比同行业可比交易案例，标的公司本次交易价格对应评估增值率介于同行业可比交易值之间，本次交易价格不存在显著高于同行业可比交易平均水平的情形。同时通过上网电价、发电小时数、折现率敏感性测试，验证核心参数取值审慎，风险覆盖充分，不存在参数乐观、虚增估值；本次评估增值源于资产未来盈利能力与历史成本的固有差异，增值逻辑清晰、构成合理、对标市场、审慎合规，因此本次评估增值具有合理性。

5、结合海城锐海报告期内的历史实际发电小时数及其波动情况，海城锐海未来年度发电量预测具有合理性，符合谨慎性原则。

6、根据东方新能与锐电投资签署的《股权转让协议》第六条第二款第（三）项及附件 1 消缺事项清单，协议明确约定交割后消缺工作仍由锐电投资负责完成，东方新能履行相应的配合义务，东方新能需提供的必要协助事项具体包括现场准入与设备使用权限、运维配合和停机安排与现场安全管理三个方面；根据东方新能与锐电投资签署的《股权转让协议》第十一条，协议对不可抗力情形作出了明确界定。协议规定，不可抗力系指不能预见、不能避免且不能克服的事件，包括但不限于自然灾害、罢工、骚乱、暴乱、战争和法律法规规定及其适用的变化。

问题八

《报告书》显示，电投瑞享分布式光伏项目存在部分电站租用的农户房屋没有产权证明文件的情形，部分厂房不动产权证书尚在办理中的情形；部分自然人户用分布式光伏电站项目投资备案未留存文件的情形。电投瑞享子公司风和风力经营的风电项目存在风电箱变利用土地存在尚未办理完毕征地相关手续的情形、尚未办理部分前期建设申报合规手续的情形。你公司对电投瑞享 100%股权采取资产基础法，评估值 27,120.61 万元，评估增值率 65.19%。电投瑞享子公司郑州瑞灿、电投浙瑞等下属项目公司（如瑞灿西安、渭南瑞灿、河北浙源、电投浙豫）的评估采用收益法。请你公司补充披露：

（1）逐项列示已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间及是否存在实质性障碍，未取得完整合规文件的项目名称、装机容量、账面价值、报告期内营业收入占比，说明是否存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形，量化分析上述瑕疵可能面临的行政处罚（如责令拆除、罚款）、罚款金额或民事索赔的最大风险敞口，对标的公司项目持续运营、电费结算的具体影响，对本次交易评估作价的具体影响。披露瑕疵事项的整改计划、预计办结时限、费用承担方、专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录等，以及无法按期整改的违约责任与估值调整机制。百瑞信托以“绿享 78 号现金类信托财产为限”承担赔偿责任。请补充披露该信托财产的具体情

况，包括但不限于委托人、受益人结构、信托期限、管理方式，以及信托财产的规模、构成、流动性及变现能力，评估其是否足以覆盖潜在风险。

(2) 对照《重组管理办法》《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》等规则，电投瑞享等控股平台采用资产基础法，但其核心资产（子公司）的评估又高度依赖收益法，嵌套评估方式是否影响最终结论的谨慎性和公允性。披露部分项目公司仅采取资产基础法评估的合规性；部分项目公司最终采取收益法，说明两种评估方法结果的差异情况及差异原因，最终选取评估结果作为定价依据的理由是否充分。进一步说明对于电投瑞享评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度。若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试。

(3) 对照《会计监管风险提示第 5 号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第 1 号》《监管规则适用指引——评估类第 2 号》，结合各光伏、风电项目公司所处区域的实际光照/风力资源、弃光/弃风限电情况、电价政策变动趋势、屋顶租赁协议稳定性（如农户屋顶产权证明问题）、历史消纳数据、用户企业生产经营稳定性及用电习惯，详细说明收益法评估中关于未来发电量、电价、运维服务考核小时数、自用/上网消纳比例、运营成本、组件衰减率等关键参数预测的合理性，评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形指代的具体情形内容及其合规性，评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃光/弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。对比资产负债率相近的同行业可比交易案例，并对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，重新测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响，说明本次评估增值率的合理性。

请独立财务顾问、评估机构核查并发表明确意见。

回复：

一、逐项列示已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间及是否存在实质性障碍，未取得完整合规文件的项

目名称、装机容量、账面价值、报告期内营业收入占比,说明是否存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形,量化分析上述瑕疵可能面临的行政处罚(如责令拆除、罚款)、罚款金额或民事索赔的最大风险敞口,对标的公司项目持续运营、电费结算的具体影响,对本次交易评估作价的具体影响。披露瑕疵事项的整改计划、预计办结时限、费用承担方、专业信用报告、相关监管部门证明或访谈记录等,以及无法按期整改的违约责任与估值调整机制。百瑞信托以“绿享78号现金类信托财产为限”承担赔偿责任。请补充披露该信托财产的具体情况,包括但不限于委托人、受益人结构、信托期限、管理方式,以及信托财产的规模、构成、流动性及变现能力,评估其是否足以覆盖潜在风险。

(一) 报批及合规问题

公司已在重组报告书“第四节 土地使用权及报批事项情况”之“二、电投瑞享基本情况”“（十）土地使用权及报批事项情况”之“2、报批事项”部分补充披露如下：

1、电投瑞享重要合规文件取得情况

电投瑞享分布式光伏项目不涉及压覆矿、军事、文物等审批,其他报批情况如下：

项目所属子公司	项目类型	核准/备案文件	电力业务许可证	并网批复	环评验收	用地手续	施工许可	消防备案手续
洛川赋阳	自然人户用分布式光伏项目	已取得（部分未留存相关备案文件，依据《分布式光伏发电开发建设管理办法》，“自然人户用分布式光伏发电项目由自然人选择备案方式，可由电网企业集中代理备案，也可由自然人自行备案”，责任主体均为合作自然人，非投资主体）	根据《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7号）第三十条，“……按照有关规定，分布式光伏发电豁免电力业务许可证。”因此，电投瑞享子公司无需就其户用分布式光伏项目取得电力业务许可证	已取得	已取得	根据国家能源局关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知（2025 修订），第四章建设管理第二十条中“利用既有建筑物及其附属场所的，可按照简约高效的原则，在符合建设要求的条件下免除用地预审与规划选址、规划许可、节能评估等手续。”，电投瑞享子公司经营的分布式光伏项目符合免除规划许可的情形	参考广东省人民政府办公厅关于印发广东省推进分布式光伏高质量发展行动方案的通知（粤办函【2024】92号）“对在建筑物屋顶或已批国有建设用地范围内建设的分布式光伏项目，市、县自然资源主管部门可结合地方实际，探索豁免办理建设工程规划许可。”的规定，且经向项目所在地主管政府部门咨询确认，在农户、学校、公司厂房屋顶加建设施设备不属于建筑工程，不属于建	经向项目所在地主管部门咨询，电投瑞享经营的分布式光伏在农户、学校、公司厂房屋顶加建设施设备，不产生建筑工程，不要求办理消防备案手续
菏泽嘉阳								
漯河鑫能								
瑞灿（西安）								
商丘阳丘	非自然人户用分布式光伏项目	已取得		已取得				
驻马店阳驿								
宜阳阳源								
周口阳槐								
叶县阳叶								
新蔡阳源								
泰安汇阳								
泰安汇阳徂汶景区分公								

项目所属子公司	项目类型	核准/备案文件	电力业务许可证	并网批复	环评验收	用地手续	施工许可	消防备案手续
司							设工程规划许可证的许可范围，并且需按照建设用地规划许可证，才可以按照证照上的建设规模面积办理建设工程规划许可证，所以电投瑞享分布式光伏项目无需办理建设工程规划许可证；根据《中华人民共和国建筑法》第二章第八条对于申请建筑工程	
宁阳丰阳								
瑞灿（西安市长安区）								
渭南瑞灿投								
瑞智（蓝田县）								
瑞智（西安市临潼区）								
瑞智（西安市高陵区）								
瑞能（西安市鄠邑区）								
河北电投浙源	工商业分布式光伏项目	已取得		已取得				
电投浙源（临颖县）								

项目所属子公司	项目类型	核准/备案文件	电力业务许可证	并网批复	环评验收	用地手续	施工许可	消防备案手续
河南省电投浙源							<p>施工许可证前置条件的规定“（二）依法应当办理建设工程规划许可证的，已经取得建设工程规划许可证”，电投瑞亨子公司经营的分布式光伏项目不满足申请建筑工程施工许可证的前置条件</p>	

2、电投瑞享风电项目报批情况如下：

报批文件	山西风和风力风电项目
核准/备案文件	已获取
电力业务许可证	已获取
并网批复	已获取
环评验收	已获取
	已获取
用地手续	已获取
	已获取
施工许可	根据山西省自然资源厅发布的关于印发《建设用地规划条件管理办法（试行）》等三个管理办法的通知（晋自然资规【2025】3号）规定风电项目中风机等构筑物豁免办理建设工程规划许可证，风和风力风电项目只涉及风机的建设不涉及升压站相关建筑工程，无需办理；根据《中华人民共和国建筑法》第二章第八条对于申请建筑工程施工许可证前置条件的规定为取得建设工程规划许可证，风和风力风电项目不满足办理建筑工程施工许可证的条件
压覆矿产资源审查	已获取
考古调查与文物保护审查意见	已获取
军事保护设施审查意见	已获取
消防手续	根据《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》，按照国家工程建设消防技术标准需要进行消防设计的建设工程须办理消防备案手续；经向政府主管部门咨询，因为风和风力经营的风电项目不涉及升压站的建设，不产生建筑工程，不要求办理消防设计审核、备案等手续
净空手续	风和风力风电项目所在地位于目前长治机场水平半径 55 公里的空间区域，目前风和风力已取得长治市潞城区自然资源局出具的《关于征求山西潞城市合室 99MW 风力发电建设项目净空审核意见的函》，正积极与山西省相关部门对接推进净空手续的办理工作，预计于 2026 年 12 月 31 日前取得净空手续；且根据山西省和长治市公布的相关文件，长治机场准备迁建，迁址后风和风力风电项目不在需要申报净空手续的范围内，不存在实质性障碍

风和风力项目的具体影响情况如下：

项目名称	批复装机容量 (MW)	实际装机容量 (MW)	净资产账面价值 (万元)	收入占比 2024 年	收入占比 2025 年 1-10 月
风和风力风电项目	95.9	95.9	13,343.28	29.87%	21.49%

郑州展彬、郑州洛沁、郑州瑞灿、电投晋瑞、电投浙瑞均为二级平台型公司，

与电投瑞享性质相同，自身经营层面不涉及合规手续及相关瑕疵事项。本次重组涉及的合规手续办理及历史瑕疵，均发生于三级及以下项目公司层面，与上述平台公司无关。

鉴于电投瑞享光伏项目的相关投资主体已完成了《分布式光伏发电开发建设管理办法》规定的备案手续，风电项目已取得项目核准批复，项目实际装机容量均小于备案或核准的装机容量，因此不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形。

根据《民用机场净空保护区域内建设项目净空审核管理办法》第三条的规定：“机场净空保护区域划设和净空审核要求如下：（一）运输机场为以机场基准点为圆心，水平半径 55 公里的空间区域，由民航地区管理局负责实施净空审核”，第十条的规定：“按照本办法要求需要净空审核的建设项目，地方自然资源主管部门在审批建设项目工程规划许可前，应当征求机场所在地民航地区管理局净空审核意见”，第十七条的规定：“在机场净空保护区域内，仅以下情形需要进行净空审核：……（三）除以上情形外，可能产生光污染、对空光源、对空流场及大量烟雾等情形或者依据相应保护要求，民用航空无线电台（站）场地保护和民用机场电磁环境范围内，拟建建（构）筑物可能影响民用航空无线电台（站）场地保护和民用机场电磁环境的（见附件 8）”，附件 8 规定：“四、电力设施：电力排灌站、变电站、光伏发电站、风力发电机、热电厂、核电厂等”。风和风力风电项目距离民用机场直线距离约为 30KM，属于净空保护区范围，且根据上述规定，风力发电厂需要办理净空手续。目前风和风力已取得长治市潞城区自然资源局出具的《关于征求山西潞城市合室 99MW 风力发电建设项目净空审核意见的函》，正积极与山西省相关部门对接推进净空手续的办理工作，预计于 2026 年 12 月 31 日前取得净空手续。

经查询，目前对于未办理净空手续尚未出台明确的罚则及罚款金额，仅对于修建不符合机场净空要求的建筑物或者设施有相关处罚，参考《中华人民共和国航空法》第五十六条“禁止在依法划定的民用机场范围内和民用机场净空保护区域内从事下列妨碍民用机场净空保护的行为……（二）修建不符合机场净空要求的建筑物或者设施”和第二百三十九条“违反本法规定，在依法划定的民用机场范围内和民用机场净空保护区域、电磁环境保护区域内从事禁止性活动的，由机场

所在地县级以上地方人民政府责令停止违法行为，给予通报批评；情节严重的，对生产经营单位处五万元以上五十万元以下的罚款，对个人处二千元以上二万元以下的罚款。

根据电投瑞享子公司山西晋瑞与风和风力前控股股东天润启航签订的《股权转让协议》第 6.7 条，如因机场航空净空保护原因，依交割日前适用的法律法规导致风机被责令整改或拆除，天润启航投资管理有限公司须承担相应赔偿责任。

根据电投瑞享各经营分布式光伏电站的子公司出具的公共信用报告和专项信用报告（《国家发展改革委 公安部 国家数据局关于全面推行以专项信用报告替代有无违法违规记录证明的通知》（发改财金〔2025〕565 号）“以专项信用报告替代有无违法违规记录的证明”），所属河南省的子公司在应急管理（安全生产）、消防安全、住房城乡建设、自然资源等领域均不存在违法违规记录；所属陕西省子公司在发展改革、规划自然资源、生态环境保护、住房城乡建设、应急管理和消防安全领域均不存在行政处罚及严重失信等违法违规记录；所属安徽省的子公司在发展改革、自然资源、生态环境、住房城乡建设、消防安全等领域不存在行政处罚及严重失信等违法违规记录；所属河北省的子公司在发展改革、住房和城乡建设、生态环境、自然资源、应急管理、消防安全等领域无违法违规信息。根据电投瑞享经营风电项目的子公司风和风力的公共信用信息报告，风和风力在发展改革、自然资源、生态环境、住房城乡建设、消防救援等领域无违法违规信息，风和风力未因上述手续缺失的情形而遭受行政处罚。

根据电投瑞享提供的资料，分布式光伏项目和风电项目的相关第三方已在相关协议约定中承诺对相关手续缺失的风险承担责任，具体如下：

项目所涉子公司主体	相关第三方	相关协议及责任承担约定情况
商丘阳丘、驻马店阳驿、宜阳阳源、周口阳槐、叶县阳叶、新蔡阳源、泰安汇阳、泰安汇阳徂汶景区分公司、宁阳丰阳	阳光新能源开发股份有限公司电站建设方（为上市公司阳光电源股份有限公司控制的公司）	如因户用光伏项目合规性手续缺失、房屋权属问题影响项目正常运营或被有权主管部门处罚或项目公司对第三方承担责任的，均由阳光新能源开发股份有限公司承担相关责任；如给项目公司造成损失的，阳光新能源开发股份有限公司承担赔偿责任；。阳光新能源开发股份有限公司方保证山东区域、河南区域的项目规模在项目运营期（自项目并网之日起至届满 25 年之日止的期间）满前不得低于 95、

项目所涉子公司主体	相关第三方	相关协议及责任承担约定情况
		300MW, 如因屋顶产权问题、用地合规性瑕疵、屋顶产权方/业主/用户回购、征迁等原因导致项目规模降低的, 乙方应置换同等条件(包括运营期限、规模、区域等条件)的电站给甲方, 用以补足项目规模
郑州展彬	新疆新特光伏能源科技有限公司、特变电工哈密能源有限公司(为上市公司新特能源股份有限公司控制的公司)及西安赋阳新能源有限公司等项目公司的股权前手方	如相关电站因违反法律法规导致光伏电站取消并网、解网影响项目持续运营的由相关股权前手方向郑州展彬进行赔偿, 并保证项目所涉电站均已经办理了并网所需的全部手续且手续合法有效, 如果因手续到期等原因造成项目公司受罚或被追究责任的, 由相关的股权前手方承担责任; 协议终止后, 违约条款及法律规定有效的其他条款继续有效。
洛川赋阳、漯河鑫能、菏泽嘉阳	运维方特变电工新疆新能源股份有限公司(为上市公司新特能源股份有限公司控制的公司)	如户用光伏电站房屋翻新、扩建、拆迁等原因造成容量减少的, 特变电工新疆应置换同等条件(包括运营期限、规模、区域、类型等条件)的电站给项目所涉子公司主体, 用以补足项目规模。有效期暂约定为25年(以各户用光伏电站实际运营期为准, 各户以单户电站并网发电之日起25年)
郑州瑞灿、瑞灿(西安市长安区)、渭南瑞灿投、瑞智(蓝田县)、瑞智(西安市临潼区)、瑞智(西安市高陵区)、瑞灿(西安)、瑞能(西安市鄠邑区)	西安宇洲新能源科技有限公司、西安市阎良区鑫汇新能源科技有限公司、陕西六维新能源科技有限公司、陕西睿骏建设工程有限公司、渭南六维新能源科技有限公司等电站建设方、北京综能智维科技有限公司电站建设管理方(曾用名为国电投综合能源运维科技(海南)有限公司, 是央企国家电力投资集团有限公司控制的公司)	<p>如建设项目项下光伏电站所涉土地、房屋未取得不动产权证或有权机关出具的权属证明、房屋所有权证明文件(包括房屋所有权证、村委或村级组织盖章证明等)出现虚假伪造或被认定为违章建筑、未通过规划验收、评估基准日前房产抵押导致被抵押权人申请处置查封等权属原因导致建设项目被终止、暂停或者无法并网发电等任何情形, 由此给项目所涉子公司主体造成损失的, 由相关建设方予以全部赔偿或以同等规模、同等收益电站置换。协议终止后, 违约条款及法律规定有效的其他条款继续有效</p> <p>相关建设方确保建设项目开发、安装、建设、并网、运营等手续合法、齐全、有效, 如因手续办理不全、瑕疵产生的一切手续补办费用及政策性罚款由相关建设方承担, 因此对项目所涉子公司主体造成的电量亏损等一切损失, 由相关建设方进行赔付。协议终止后, 违约条款及法律规定有效的其他条款继续有效</p>

项目所涉子公司主体	相关第三方	相关协议及责任承担约定情况
河南省电投浙源	河南枫叶纸制品有限公司	因河南枫叶纸制品有限公司导致屋顶附着房产所有权人或其他权利主体变更,房产所有权人或其他权利主体对河南浙源提出的任何要求应由河南枫叶纸制品有限公司予以承担,并且其应赔偿河南浙源因此遭受的损失。协议合作期 20 年,到期后自动续期至运营期届满,以保证项目运营。延续合作期间双方权利和义务与本协议一致
风和风力	天润启航投资管理有限公司项目公司的前手股权方(为上市公司金风科技股份有限公司控制的公司)	<p>如目标项目因机场航空净空保护原因被主管部门基于交割日前适用的法律法规条款造成风机被责令整改或拆除,转让方负责协调解决或按照如下方式向项目公司或受让方进行赔偿:拆除风机的损失之计算方式:基准日固定资产价值-基准日固定资产价值的折旧)/风电场全场并网时风机台数 x 需拆除风机台数-被拆除风机处置所得收益(如有)。其中,基准日固定资产价值=基准日股权转让款+基准日全部负债-基准日流动资产;基准日固定资产价值的折旧=基准日固定资产价值按 19 年(基准日后剩余经营年限)直线法折旧,从基准日至上述条款执行日期期间的折旧金额</p> <p>预留股转款:人民币 700 万元。转让方完成附件五中所列消缺事项,并任一消缺事项经受让方及受让方委托的运营管理机构验收确认后 5 个工作日内,受让方应向转让方指定账户支付对应消缺事项的预留股转款。附件五消缺事项包括:建设用地批复、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证、不动产权证(土地)</p>

综上所述,前述相关第三方是与电投瑞享下属项目公司签订的协议,电投瑞享实际控制人变更不会导致协议无效。根据与第三方签署的相关协议,除与河南枫叶纸制品有限公司签署的协议合作期限为 20 年外,其余与相关第三方签署的相关协议,关于违约责任或赔偿责任条款适用期限较长,均能覆盖项目本身运营期 25 年。相关违约责任不因股权交割完成、对价付清或协议解除而免除。相关

第三方包括上市公司阳光电源、新特能源、金风科技控制的公司和央企国家电力投资集团有限公司控制的公司，具备较强的履约能力。根据《信托公司管理办法》第三十一条“信托公司及其从业人员，从事信托业务不得有下列行为：……（五）以信托财产提供担保，或者以卖出回购方式运用信托财产，国家金融监督管理总局另有规定的除外；……”百瑞信託管理的绿享 78 号信託产品不能对外提供担保，相关安排符合现行监管规定，并且百瑞信託仍持有电投瑞享 20%的股权，如触发赔偿条款，交易对手方具备配合电投瑞享主张权利的条件。上述情形不会对标的公司项目持续运营造成重大不利影响。电投瑞享子公司经营的分布式光伏项目和风电项目均取得了并网许可，与国家电网每月进行正常结算，项目运行正常，上述事项不会对电费结算产生重大不利影响。

本次评估过程中，评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险、可以进行整改，无重大合规风险敞口，不存在对企业正常经营的实质影响，报告期内也无相关风险导致企业无法正常经营，同时，在各个项目建设过程中，相关建设单位或者股权转让方均已提供兜底条款，对因项目建设、运营过程中手续瑕疵问题导致遭受行政处罚、民事赔偿索赔或被要求拆除相关设备等情形所造成的损失，项目单位有权让建设单位承担相应赔偿责任。因此本次评估过程中未特定考虑上述事项对评估作价的影响。

评估机构对评估作价的影响说明请参见“问题八、二”之“（三）进一步说明对于电投瑞享评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度”的回复。

（二）百瑞绿享 78 号集合资金信託计划信託财产的具体情况及其是否足以覆盖潜在风险

公司已在重组报告书“第三节 交易对方基本情况”之“二、百瑞信託”之“（八）百瑞绿享 78 号信託计划”部分补充披露如下：

信託计划名称	百瑞绿享 78 号集合资金信託计划（瑞享清能）
信託计划规模	固定规模，20,000 万元
信託计划期限	无固定期限，3+N
信託计划成立日期	2023 年 10 月 26 日
信託计划产品编号	ZXD31B20230901003558X

信托计划名称	百瑞绿享 78 号集合资金信托计划（瑞享清能）
信托计划类型	权益类资产产品
信托财产管理运用方式	长期股权投资
信托财产性质	资金
受托管理人	百瑞信托
受益方式	自益

百瑞绿享 78 号信托计划财产构成均为资金，通过三期募集成立，具体情况如下：

	期限	规模（万元）	起始日	到期日
第 1 期信托单位	自信托成立之日起 3+N	4,300	2023.10.26	-
第 2 期信托单位	自信托成立之日起 3+N	8,030	2023.11.29	-
第 3 期信托单位	自信托成立之日起 3+N	7,670	2023.12.1	-
合计		20,000	-	-

百瑞绿享 78 号信托计划委托人及受益人情况如下：

单位：万元

委托人	受益人	合同份额	份额比例
百瑞信托有限责任公司	百瑞信托有限责任公司	4,000.00	20.00%
吕彦	吕彦	1,790.00	8.95%
孙葳	孙葳	1,100.00	5.50%
刘萍	刘萍	1,035.00	5.18%
杨明	杨明	1,000.00	5.00%
杭工信嘉和汇家族信托	杭工信嘉和汇家族信托	850.00	4.25%
孔秀玲	孔秀玲	800.00	4.00%
何金凤	何金凤	708.00	3.54%
程玉芳	程玉芳	650.00	3.25%
崔党群	崔党群	610.00	3.05%
刘亚文	刘亚文	600.00	3.00%
索吉明	索吉明	600.00	3.00%
李波	李波	500.00	2.50%
百瑞安鑫乐享 36 号家族信托	百瑞安鑫乐享 36 号家族信托	500.00	2.50%
李昕玥	李昕玥	500.00	2.50%

委托人	受益人	合同份额	份额比例
百瑞安鑫 16 号家族信托	百瑞安鑫 16 号家族信托	430.00	2.15%
百瑞安鑫悦享 219 号信托	百瑞安鑫悦享 219 号信托	324.00	1.62%
百瑞安鑫悦享 212 号信托	百瑞安鑫悦享 212 号信托	320.00	1.60%
朱秀芬	朱秀芬	300.00	1.50%
鞠晓敏	鞠晓敏	300.00	1.50%
百瑞安鑫悦享 133 号信托	百瑞安鑫悦享 133 号信托	300.00	1.50%
赵新元	赵新元	300.00	1.50%
百瑞安鑫乐享 73 号家族信托	百瑞安鑫乐享 73 号家族信托	300.00	1.50%
百瑞安鑫 16 号家族信托	百瑞安鑫 16 号家族信托	300.00	1.50%
百瑞安鑫悦享 136 号信托	百瑞安鑫悦享 136 号信托	300.00	1.50%
百瑞安鑫悦享 280 号信托	百瑞安鑫悦享 280 号信托	180.00	0.90%
百瑞安鑫悦享 232 号信托	百瑞安鑫悦享 232 号信托	170.00	0.85%
程丽	程丽	170.00	0.85%
百瑞安鑫悦享 403 号信托	百瑞安鑫悦享 403 号信托	160.00	0.80%
百瑞安鑫悦享 141 号信托	百瑞安鑫悦享 141 号信托	103.00	0.52%
谢雄威	谢雄威	100.00	0.50%
百瑞安鑫乐享 68 号家族信托	百瑞安鑫乐享 68 号家族信托	100.00	0.50%
百瑞安鑫悦享 325 号信托	百瑞安鑫悦享 325 号信托	100.00	0.50%
百瑞安鑫悦享 250 号信托	百瑞安鑫悦享 250 号信托	100.00	0.50%
百瑞安鑫悦享 272 号信托	百瑞安鑫悦享 272 号信托	100.00	0.50%
百瑞安鑫乐享 56 号家族信托	百瑞安鑫乐享 56 号家族信托	100.00	0.50%
周建伟	周建伟	100.00	0.50%
王一茹	王一茹	100.00	0.50%
合计		20,000.00	100.00

上述受益人中，百瑞信托直接持有 20% 的份额，吕彦等 19 名自然人合计直接持有 56.32% 的份额，百瑞信托和吕彦等 19 名自然人合计直接持有百瑞绿享 78 号信托计划 76.32% 的份额。

百瑞绿享 78 号信托计划除持有电投瑞享股权外，未进行其他股权投资。根据《百瑞绿享 78 号集合资金信托计划（瑞享清能）信托合同》，该信托计划存续期间，受益人的信托利益来源为电投瑞享进行分红或者信托计划所持股权实现

变现。

根据《电投瑞享股权转让协议》，新能企管中心与百瑞信托代表的信托计划为本次交易违约责任约定如下：“本协议签署后，除不可抗力以外，任何一方不履行或不及时、不适当履行本协议项下其应履行的任何义务，或违反其在本协议项下作出的任何陈述、保证或承诺，均构成违约，应就其违约行为使另一方遭受的全部损失承担赔偿责任，赔偿范围包括但不限于因解决任何索赔或执行该等索赔的判决、裁定或仲裁裁决而发生的或与此相关的一切付款、费用或开支。特别地，乙方以绿享 78 号现金类信托财产为限承担赔偿责任。”

根据《百瑞绿享 78 号集合资金信托计划（瑞享清能）信托合同》6.3 条的规定，“受托人因处理信托事务所发生的税费、其他费用、负担的其他债务（含受托人因受托事务对外承担的违约、侵权责任、赔偿责任等），由信托财产承担，信托财产不足以承担的，由收益人承担。受托人以其固有财产垫付的，对信托财产享有优先受偿的权利，也可以直接要求收益人予以支付，受托人无以固有财产垫付的义务”。6.6 条规定，“信托计划存续期间，信托计划可能发生未在信托计划文件中列明、但应由信托财产承担的税费、费用和其他负债，受托人届时可直接以信托财产予以支付，无需再与各受益人签署补充合同。委托人/受益人已知悉，信托计划不排除可能因需要承担该等未在信托计划文件中列明、但应由信托财产承担的税费、费用、负债而影响本信托计划的投资收益水平，受益人实际取得的信托利益可能因此减少。”

根据绿享 78 号 2025 年第四季度信托财产管理报告，2025 年累计信托收入为 1,500.28 万元，2025 年累计支出 212.87 万元，2025 年累计信托净利润为 1,287.41 万元，截至 2025 年 12 月 20 日，信托财产单位净值 1.1045。根据华亚正信出具的资产评估报告，截至评估基准日 2025 年 10 月 31 日，电投瑞享的股东全部权益价值账面价值 20,522.57 万元，评估价值为 33,900.77 万元。假设因百瑞信托原因导致本次交易无法实现交割，则可能产生的赔偿费用包括但不限于返还预先收到的定金及利息、为本次交易新能企管中心发生的费用以及因索赔或执行该等索赔的判决、裁定或仲裁裁决而发生的或与此相关的一切付款、费用或开支。结合目前交易推进情况，信托财产足以覆盖百瑞信托违约导致的潜在风险。

（三）山西风电升压站及线路租赁

根据电投晋瑞提供的资料显示，山西电投晋瑞电力有限公司子公司山西天辰邦诺风和风力发电有限公司租赁资产如下表：

序号	承租方	出租方	坐落	主要用途	土地类别	租赁期限	面积(m ²)	权属情况
1	天辰风电	黄牛蹄公司	长治市潞城区潞华街道合室村	风力发电项目变电站建设用	公共设施用地	20年	5,561.00	黄牛蹄公司单独所有

序号	承租方	出租方	坐落	面积(m ²)	租赁期限	用途	权属情况	租赁备案
1	天辰风电	黄牛蹄公司	长治市潞城区潞华街道合室乡	/	20年	升压站厂区内用房	/	/

根据《升压站及送出线路租赁协议》显示，该升压站及线路租赁开始时间为该项目投产时间（2022年1月1日）起算，因此租赁期与本次预测期一致，且如到期后续租，双方届时另行协商续租事宜。

二、对照《重组管理办法》《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》等规则，电投瑞享等控股平台采用资产基础法，但其核心资产（子公司）的评估又高度依赖收益法，嵌套评估方式是否影响最终结论的谨慎性和公允性。披露部分项目公司仅采取资产基础法评估的合规性；部分项目公司最终采取收益法，说明两种评估方法结果的差异情况及差异原因，最终选取评估结果作为定价依据的理由是否充分。进一步说明对于电投瑞享评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度。若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响进行压力测试。

《上市公司重大资产重组管理办法》第二十条中明确：重大资产重组中相关资产以资产评估结果作为定价依据的，资产评估机构应当按照资产评估相关准则和规范开展执业活动，评估机构原则上应当采取两种以上的方法进行评估或者估值。

《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》-第四条评估方法的选择中明确：对股权进行评估时，应逐一分析资产基础法、收益法和市场法等3种基本评估方法的适用性。在持续经营前提下，原则上应当采用两种以上方法进行评估。除被评估企业不满足其中某两种方法的适用条件外，应合理采用两种或两种以上方法进行评估。如果只采用了一种评估方法，应当有充分依据并

详细论证不能采用其他方法进行评估的理由。对同一股权采用多种评估方法时，应当对使用各种评估方法产生的结果之间的差异进行分析，复核各种方法的适用条件、重要参数的选取依据、评估方法的运用过程等，结合差异原因判断评估结果的差异程度是否属于合理范围。

评估机构对照《重组管理办法》《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》，对本次评估过程中涉及评估方法确定思路。

（一）电投瑞享等控股平台采用资产基础法，但其核心资产（子公司）的评估又高度依赖收益法，嵌套评估方式是否影响最终结论的谨慎性和公允性

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“一、标的资产评估的基本情况”之“（二）不同评估方法的评估结果的差异及其原因，最终确定评估或估值方法、结论的理由”之“2、电投瑞享”之“（2）收益法评估结果”部分补充披露如下：

1、嵌套评估模式的适配性与合理性

电投瑞享作为控股平台，自身无实际光伏项目运营业务，核心资产为对下属光伏项目子公司的长期股权投资，母公司层面仅承担投资管理、资金统筹职能，无独立经营性现金流，单独采用收益法无法合理测算母公司自身价值；而下属光伏子公司拥有完整的光伏资产、并网运营能力及持续稳定经营性现金流，具备收益法评估的核心条件，因此采用“母公司资产基础法+子公司收益法”的嵌套模式，属于控股型平台评估的行业通用实操方式，完全契合企业资产结构与业务特性，并非违规或主观选择性评估方式。

采用相同类型案例的情况如下：

证券代码	公司名称	标的公司名称	涉及核算主体	评估基准日	评估方法选取情况
000599.SZ	青岛双星	青岛星微国际投资有限公司 青岛星投股权投资基金中心(有限合伙)	2个持股平台（星投资基金和星微国际）+1个实体业务公司（锦湖轮胎）	2025-6-30	中同华对本次交易标的公司星投资基金合伙人全部权益价值、星微国际股东全部权益价值分别采用资产基础法进行评估。星投资基金、星微国际是为收购目标公司所设立的持股平台，其主要资产为通过星微韩国间接持有的目标公司45%股份，本次评估对

证券代码	公司名称	标的公司名称	涉及核算主体	评估基准日	评估方法选取情况
					目标公司锦湖轮胎采用收益法和市场法进行评估。
688126.SH	沪硅产业	上海新昇晶投半导体科技有限公司	1个持股平台（新昇晶投）+1个实体业务公司（新昇晶科）	2024-12-31	中联采用资产基础法对新昇晶投的股东全部权益价值进行评估并作为评估结论，采用资产基础法和市场法对新昇晶科的股东全部权益价值进行评估，并最终选取市场法评估结果作为评估结论。

2、该模式不影响结论谨慎性与公允性的核心依据

（1）方法选用符合资产评估准则要求

根据《资产评估执业准则-企业价值》，控股型母公司无独立经营现金流时，优先选用资产基础法核算长期股权投资价值；具备持续经营能力的经营性子公司，可采用收益法测算股权价值，本次嵌套评估完全遵循准则规定，方法匹配度高，不存在方法错配导致的估值偏差。

（2）子公司收益法评估已足额落实谨慎性原则

下属光伏子公司收益法评估过程中，核心参数选取合理，严格依据实测数据、行业标准、历史运营情况测算，未高估收益、未低估成本，子公司自身估值结果谨慎公允，从源头保障嵌套估值的合理性。

（3）资产基础法仅为价值归集，未叠加重复估值或虚增资产

母公司资产基础法评估，核心是将子公司经收益法测算的股权价值，按持股比例归集为长期股权投资价值，同时对母公司账面货币资金、往来款项等其他资产负债，按账面原值与实际可回收性谨慎估值，未对同一资产重复计价、未额外虚增资产价值，仅完成控股平台层面的价值整合，不存在放大估值的操作空间。

3、分析结论

本次针对电投瑞享等控股平台采用的嵌套评估方式，完全符合资产评估准则与行业实操惯例，未损害最终评估结论的谨慎性与公允性。该模式是适配控股型平台资产结构的最优选择，子公司收益法估值过程严谨审慎、参数取值合理，母公司资产基础法仅为客观价值归集，无主观高估、方法滥用等问题，整体估值结

果真实反映标的资产实际价值。

(二) 披露部分项目公司仅采取资产基础法评估的合规性；部分项目公司最终采取收益法，说明两种评估方法结果的差异情况及差异原因，最终选取评估结果作为定价依据的理由是否充分

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“一、标的资产评估的基本情况”之“（二）不同评估方法的评估结果的差异及其原因，最终确定评估或估值方法、结论的理由”之“2、电投瑞享”之“（3）最终结果的选取”部分补充披露如下：

1、各个公司采用的评估方法及选取理由

本次评估范围内的电投瑞享共涉及 31 个核算主体，其中 9 个平台公司，22 个项目公司，针对平台公司采用资产基础法进行评估，针对项目公司分别采用资产基础法和收益法进行评估，具体如下表：

序号	级次	单位名称	业务类型	是否整体评估	采用的评估方法	最终结论选取的评估方法
1	1 级	北京电投瑞享新能源发展有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
2	2 级	郑州展彬新能源有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
3	3 级	漯河鑫能新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
4	3 级	菏泽嘉阳新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
5	3 级	洛川赋阳新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
6	2 级	郑州洛沁新能源有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
7	3 级	合肥阳豫新能源技术有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
8	4 级	商丘阳丘新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
9	4 级	驻马店阳驿新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
10	4 级	宜阳县阳源新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
11	4 级	周口阳槐新能源有	光伏项目公司	是	资产基础法、收	收益法

序号	级次	单位名称	业务类型	是否整体评估	采用的评估方法	最终结论选取的评估方法
		限公司			益法	
12	4级	叶县阳叶新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
13	4级	新蔡县阳源新能源科技有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
14	3级	合肥阳章新能源技术有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
15	4级	泰安汇阳新能源科技有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
16	4级	宁阳丰阳新能源科技有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
17	2级	郑州瑞灿新能源开发有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
18	3级	瑞灿（西安）能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
19	3级	瑞灿（西安市长安区）新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
20	3级	瑞能（西安市鄠邑区）新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
21	3级	瑞智（蓝田县）新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
22	3级	瑞智（西安市高陵区）新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
23	3级	瑞智（西安市临潼区）新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
24	3级	渭南瑞灿投新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
25	2级	山西电投晋瑞电力有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
26	3级	山西天辰邦诺新能源有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
27	4级	山西天辰邦诺风和风力发电有限公司	风电项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
28	2级	电投浙瑞（杭州）新能源科技有限公司	投资平台	是	资产基础法	资产基础法
29	3级	河北电投浙源新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
30	3级	电投浙豫新能源（临颖县）有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
31	3级	河南省电投浙源新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法

①投资平台选取资产基础法的理由

a.不选用收益法的理由：

收益法适用的前提条件是：

- (a) 被评估对象的未来预期收益可以预测并可以用货币衡量；
- (b) 资产所有者获得预期收益所承担的风险也可以预测并可以用货币衡量；
- (c) 被评估对象预期获利年限可以预测。

平台公司是投资平台，本身不具有独立获利能力，因此从企业自身状况来看不具备应用收益法的条件，因此不采用收益法评估。

b.不选用市场法的理由

市场法适用的前提条件是：

- (a) 要有一个充分活跃、有效的公开市场，在这个市场上成交价格基本上反映市场买卖双方行情，因此可以排除个别交易的偶然性。
- (b) 公开市场上存在足够数量的相同或类似的可比交易案例；
- (c) 可比案例与评估对象的价值影响因素明确，可以量化，且能够收集到与评估活动相关的具有代表性、合理性和有效性的信息资料。

平台公司属于投资平台，在国内证券市场缺乏一定数量规模的相似上市公司，且由于市场交易案例中受条件限制无法获得具有可比性的相关指标，无法通过相关比率乘数的修正测算被评估单位的价值，不具备采用市场法评估的条件。

c.选用资产基础法的理由

资产基础法适用的前提条件是：

- (a) 被评估对象处于继续使用状态或被假定处于继续使用状态；
- (b) 具备可利用的历史资料；
- (c) 不存在对评估对象价值有重大影响且难以辨识和评估的资产和负债。

结合本次评估情况，被评估单位可以提供、评估师也可以从外部收集到满足资产基础法所需的资料，可以对平台公司资产及负债展开全面的清查和评估，因此本次评估适用资产基础法。

②项目公司选取资产基础法和收益法的理由

a.选用收益法的理由：

收益法适用的前提条件是：

- (a) 被评估对象的未来预期收益可以预测并可以用货币衡量；
- (b) 资产所有者获得预期收益所承担的风险也可以预测并可以用货币衡量；
- (c) 被评估对象预期获利年限可以预测。

项目公司是具有独立获利能力的企业，资产与经营收益之间存在稳定的比例关系，未来收益可以预测并能量化，与获得收益相对应的风险也能预测并量化，因此从企业自身状况来看具备应用收益法的条件。

b.不选用市场法的理由

市场法适用的前提条件是：

- (a) 要有一个充分活跃、有效的公开市场，在这个市场上成交价格基本上反映市场买卖双方行情，因此可以排除个别交易的偶然性。
- (b) 公开市场上存在足够数量的相同或类似的可比交易案例；
- (c) 可比案例与评估对象的价值影响因素明确，可以量化，且能够收集到与评估活动相关的具有代表性、合理性和有效性的信息资料。

项目公司属于光伏风电发电业务，通过公开交易市场难以获得近期可比交易案例，特别是分布式光伏发电，交易数量更少，而具有同类型业务的上市公司，在其业务、规模、结构方面与被评估单位差异又无法匹配，再加之目前新能源发电企业在电价方面的政策又有所变化，因此不具备采用市场法评估的条件。

c.选用资产基础法的理由

资产基础法适用的前提条件是：

- (a) 被评估对象处于继续使用状态或被假定处于继续使用状态；
- (b) 具备可利用的历史资料；
- (c) 不存在对评估对象价值有重大影响且难以辨识和评估的资产和负债。

结合本次评估情况，项目公司可以提供、评估师也可以从外部收集到满足资产基础法所需的资料，可以对被评估单位资产及负债展开全面的清查和评估，因此本次评估适用资产基础法。

2、项目公司采取收益法评估结果作为定价依据具有合理性

①项目公司资产基础法和收益法差异情况

22 个项目公司评估结果汇总表

单位：万元

序号	板块	项目公司名称	账面净资产	成本法评估结果	收益法评估结果	差异率
1	特变户用光伏项目	漯河鑫能新能源有限公司	3,595.78	350.45	2,690.00	667.58%
2		菏泽嘉阳新能源有限公司	1,850.43	77.98	1,230.00	1477.31%
3		洛川赋阳新能源有限公司	4,526.38	-111.58	3,830.00	-3532.49%
4	阳光新能源户用光伏项目	商丘阳丘新能源有限公司	2,549.80	564.24	1,820.00	222.56%
5		驻马店阳驿新能源有限公司	1,329.10	341.80	1,380.00	303.74%
6		宜阳县阳源新能源有限公司	1,761.84	411.48	1,750.00	325.29%
7		周口阳槐新能源有限公司	1,473.20	218.47	1,140.00	421.80%
8		叶县阳叶新能源有限公司	550.10	87.10	330.00	278.86%
9		新蔡县阳源新能源科技有限公司	1,300.21	310.60	840.00	170.44%
10		泰安汇阳新能源科技有限公司	8,403.81	97.14	6,440.00	6529.44%
11		宁阳丰阳新能源科技有限公司	3,920.89	206.15	3,810.00	1748.21%
12	智慧能源光伏项目	瑞灿(西安)新能源有限公司	14,584.30	7,843.49	18,140.00	131.27%
13		瑞灿(西安市长安区)新能源有限公司	457.07	281.67	500.00	77.51%
14		瑞能(西安市鄠邑区)新能源有限公司	577.46	301.77	650.00	115.40%
15		瑞智(蓝田县)新能源有限公司	582.35	342.78	700.00	104.21%
16		瑞智(西安市高陵区)新能源有限公司	1,000.06	498.14	1,190.00	138.89%
17		瑞智(西安市临潼区)新能源有	889.89	769.41	1,450.00	88.46%

序号	板块	项目公司名称 有限公司	账面净资产	成本法评估结果	收益法评估结果	差异率
18		渭南瑞灿投新能源有限公司	5,513.75	4,910.17	9,010.00	83.50%
19	山西风电	山西天辰邦诺风和风力发电有限公司	13,343.28	12,780.95	16,700.00	30.66%
20		河北电投浙源新能源有限公司	1,241.99	879.12	2,080.00	136.60%
21	电投浙瑞项目	电投浙豫新能源(临颍县)有限公司	1,581.36	1,448.33	3,960.00	173.42%
22		河南省电投浙源新能源有限公司	170.20	136.48	400.00	193.08%

②项目公司资产基础法和收益法差异原因

资产基础法评估是以资产的成本重置为价值标准，反映的是资产投入(购建成本)所耗费的社会必要劳动，这种购建成本通常将随着国民经济的变化而变化；

收益法评估是以资产的预期收益为价值标准，反映的是资产的经营能力(获利能力)的大小，这种获利能力通常将受到宏观经济政府控制以及资产的有效使用等多种条件的影响。

③项目公司选取收益法的理由

资产基础法和收益法的评估角度、路径不同。资产基础法是从资产的再取得途径考虑的，反映的是资产组现有资产的重置价值。收益法是从资产组的未来获利能力角度考虑的，反映了资产组各项资产的综合获利能力。

资产基础法是基于被评估单位于评估基准日的账面资产和负债以及可辨认的表外资产的市场价值进行评估来估算企业股东全部权益价值，未能包含表外独特的盈利模式和管理模式等资产的价值，即资产基础法的评估结果无法涵盖企业全部资产的价值，且资产基础法以企业资产的重置成本为出发点有忽视企业整体获利能力的可能性。而收益法评估是从企业未来发展的角度出发，通过建立在一系列假设前提基础上进行预测，进而综合评估被评估单位的股东全部权益价值因此，收益法评估值既考虑了各项资产及负债是否在企业未来的经营中得到合理充

分地利用,也考虑资产、负债组合在企业未来的经营中是否发挥了其应有的作用,因此更能全面、合理的反映被评估单位的股东全部权益价值。

综上所述,对于项目公司,收益法评估结果更能反映被评估单位光伏项目资产与负债价值,因此以收益法评估结果作为项目公司本次评估的最终结论。

(三) 进一步说明对于电投瑞享评估中,是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“五、重要子公司评估情况”之“(四) 收益法评估分析”部分补充披露如下:

1、本次评估未考虑资产建设手续等瑕疵对评估价值的影响

(1) 瑕疵事项风险高低情况分析

本次评估过程中,评估机构已对电投瑞享各个项目公司重要的合规文件进行查阅,经过对相关文件查阅,结合项目地实际情况分析得出,电投瑞享各项目公司均已取得了项目备案、关于项目核准的批复、所涉建筑权属证明,且实际装机容量小于备案和批复的装机容量。不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法违规情形。

合规瑕疵事项主要涉及部分自然人户用分布式光伏电站项目未留存相关投资备案文件、分布式光伏项目尚未办理建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证和消防备案手续、风和风力风电项目在办理建设用地审批手续时,并未征询民航管理部门意见,未取得民航管理部门就净空的审核批复意见、风和风力风电项目尚未办理建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证和消防手续。

针对上述瑕疵事项中重要瑕疵做如下说明:

风和风力风电项目存在未办理净空手续的情形。目前尚无针对未办理完净空手续的处罚政策,参考《中华人民共和国航空法》第五十六条和第二百三十九条规定建筑物或者设施不满足净空要求对企业最高处罚五十万元。

根据电投瑞享子公司山西晋瑞与风和风力前控股股东天润启航签订的《股权转让协议》第 6.7 条已明确约定,如因机场航空净空保护原因,依交割日前适用的法律法规导致风机被责令整改或拆除,天润启航须承担相应赔偿责任。因此若风和风力无法按期办理完成净空手续,则由天润启航承担违约责任。具体请参考本回复“问题八、一”之“(一) 报批及合规问题”。因此若风和风力无法按期

办理完成净空手续，则由天润启航承担违约责任。

综上所述，本次瑕疵事项风险已经通过设置相关保障条款来保障电投瑞享的权益，整体来说瑕疵事项对电投瑞享的风险相对较低。

（2）报告期内是否存在因建设手续等瑕疵事项导致相关处罚

根据电投瑞享各经营分布式光伏电站的子公司出具的公共信用报告和专项信用报告，各子公司在发展改革、住房和城乡建设、生态环境、自然资源、应急管理、消防安全等领域不存在行政处罚及严重失信等违法违规记录。根据电投瑞享经营风电项目的子公司风和风力的公共信用信息报告，风和风力在发展改革、自然资源、生态环境、住房城乡建设、消防救援等领域无违法违规信息，风和风力未因上述手续缺失的情形而遭受行政处罚。

（3）建设手续等瑕疵事项后续完善预计费用情况

根据对电投瑞享及其子公司合规性的梳理，目前建设手续等瑕疵事项的完善主要为风和风力风电项目补办净空手续，完善该手续主要发生一些工本费用，费用相对较低，不会对电投瑞享经营业绩产生重大影响。

（4）交易对方对项目建设手续瑕疵事项的担保

据电投瑞享提供的资料，分布式光伏项目和风电项目的相关第三方，包括电站建设方阳光新能源开发股份有限公司、项目公司股权前手方新疆新特光伏能源科技有限公司、特变电工哈密能源有限公司及西安赋阳新能源有限公司、运维方特变电工新疆、电站建设方西安宇洲新能源科技有限公司、西安市阎良区鑫汇新能源科技有限公司、陕西六维新能源科技有限公司、陕西睿骏建设工程有限公司、渭南六维新能源科技有限公司、项目租用厂房屋顶业主方河南枫叶纸制品有限公司及风和风力项目公司股权前手方天润启航投资管理有限公司，已在相关协议约定中承诺对相关手续缺失的风险承担责任。具体请参考本回复“问题八、一”之“（一）报批及合规问题”。

因此本次评估过程中通过对瑕疵事项风险高低情况分析、报告期内是否存在因建设手续等瑕疵事项导致相关处罚、建设手续等瑕疵事项后续完善预计费用情况以及交易对方对项目建设手续瑕疵事项的担保分析，认为电投瑞享建设手续瑕疵事项不会对电投瑞享经营产生重大影响，因此未特定考虑上述事项对评估作价的影响。

2、评估结果未考虑资产瑕疵事项的同类型案例

通过查阅近年来上市公司重大资产重组项目，评估结果未考虑资产瑕疵事项

的案例如下：

证券代码	证券公司	标的企业	评估基准日	瑕疵事项	理由
601121.SH	宝地矿业	新疆葱岭能源有限公司	2024-12-31	标的公司房屋、土地存在无产权证的情况	无证房产、土地对标的公司生产经营不存在重大不利影响，不会对本次交易作价的公允性造成重大不利影响，且葱岭实业及其实际控制人帕哈尔丁·阿不都卡得尔已出具相关补偿承诺，本次评估作价未考虑前述权属瑕疵的影响，不存在损害上市公司或其中小股东利益的情形
600479.SH	千金药业	湖南千金湘江药业股份有限公司	2024-09-30	标的公司房屋、土地存在无产权证的情况	标的公司不动产权的瑕疵已在评估报告中披露，标的公司出具了产权承诺，且房产所在的土地使用权属于标的公司。标的公司拥有瑕疵房产所在宗地的土地使用权证照，是将瑕疵房产纳入评估范围的依据，评估师按照产权归属于标的公司进行评估，未考虑瑕疵对评估结果的影响
603358.SH	华达科技	江苏恒义工业技术有限公司	2023/10/31	租赁物业存在房屋、土地无产权证的情况	标的公司控股子公司宁德恒义存在三处租赁物业未取得不动产权证书的情形，根据标的公司提供的资料及说明，该等租赁物业自承租以来均正常使用，不存在第三方主张权利、被政府主管部门行政处罚或租赁房产出现无法继续使用而需要搬迁的不利情况；此外，就标的公司及其控股子公司租赁物业瑕疵造成的损失，标的公司及其控股子公司可向出租方主张权利并进行索赔，标的公司及其控股子公司亦可及时在相关区域内找到替代性的租赁场所，管委会可协调园区提供替代性的租赁厂房，标的公司及其控股子公司租赁物业权属瑕疵不会对标的公司生产经营造成重大不利影响。 因此，前述权属瑕疵事项不会对标的公司的生产经营产生重大的不利影响，评估亦未考虑上述权属瑕疵事项对于估值的影响。

3、若因权属问题导致部分电站容量无法继续运营，对评估值的敏感性影响的压力测试情况如下：

本次测算假设某一个项目公司因为权属问题导致其无法继续运营，对于该项目公司采用资产基础法进行评估，不再采用收益法进行评估，经过测算，各项目公司对整体估值影响程度如下表：

序号	评估价值 (万元)	板块	项目公司名称	因权属问题导致某个项目公司停运后的股权价值 (万元)	差异率
1	33,900.77	特变户用 光伏项目	漯河鑫能新能源有限公司	31,561.22	-6.90%
2			菏泽嘉阳新能源有限公司	32,748.75	-3.40%
3			洛川赋阳新能源有限公司	29,959.19	-11.63%
4		阳光新能 源户用光 伏项目	商丘阳丘新能源有限公司	32,770.59	-3.33%
5			驻马店阳驿新能源有限公司	32,966.39	-2.76%
6			宜阳县阳源新能源有限公司	32,696.10	-3.55%
7			周口阳槐新能源有限公司	33,071.40	-2.45%
8			叶县阳叶新能源有限公司	33,682.16	-0.64%
9			新蔡县阳源新能源科技有限公司	33,424.31	-1.41%
10			泰安汇阳新能源科技有限公司	28,192.20	-16.84%
11			宁阳丰阳新能源科技有限公司	30,657.30	-9.57%
12		智慧能源 光伏项目	瑞灿（西安）能源有限公司	23,604.26	-30.37%
13			瑞灿（西安市长安区）新能源有限公司	33,682.44	-0.64%
14			瑞能（西安市鄠邑区）新能源有限公司	33,552.54	-1.03%
15			瑞智（蓝田县）新能源有限公司	33,543.55	-1.05%

序号	评估价值 (万元)	板块	项目公司名称	因权属问题导致某个项目公司停运后的股权价	差异率
16			瑞智（西安市高陵区）新能源有限公司	33,208.91	-2.04%
17			瑞智（西安市临潼区）新能源有限公司	33,220.18	-2.01%
18		渭南瑞灿投新能源有限公司	29,800.94	-12.09%	
19		山西风电	山西天辰邦诺风和风力发电有限公司	29,981.72	-11.56%
20		电投浙瑞项目	河北电投浙源新能源有限公司	32,699.89	-3.54%
21			电投浙豫新能源（临颍县）有限公司	31,389.10	-7.41%
22			河南省电投浙源新能源有限公司	33,637.25	-0.78%

三、对照《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第1号》《监管规则适用指引——评估类第2号》，结合各光伏、风电项目公司所处区域的实际光照/风力资源、弃光/弃风限电情况、电价政策变动趋势、屋顶租赁协议稳定性（如农户屋顶产权证明问题）、历史消纳数据、用户企业生产经营稳定性及用电习惯，详细说明收益法评估中关于未来发电量、电价、运维服务考核小时数、自用/上网消纳比例、运营成本、组件衰减率等关键参数预测的合理性，评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性，不可抗力情形指代的具体情形内容及其合规性，评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃光/弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。对比资产负债率相近的同行业可比交易案例，并对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试，重新测算在不利情景下的评估值及对交易定价的影响，说明本次评估增值率的合理性。

《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》-第六条收益法的运用中明确：未来收益预测中主营业务收入、毛利率、营运资金、资本性支出等主要参数应与评估假设及各相关参数相匹配；充分了解企业所在行业或地区

的特殊产业政策，在预测收益和风险时恰当考虑上述产业政策的影响；对于重要的敏感性较强的评估参数，如评估假设、价格水平、收益期限、折现率等，应当进行敏感性分析，分析其变动对评估结果的影响；资产评估机构应当制定敏感性分析的具体标准，增强敏感性分析的恰当性。

《监管规则适用指引——评估类第1号》中关于资本资产定价模型（CAPM）和加权平均资本成本（WACC）测算折现率涉及的参数确定。

《监管规则适用指引——评估类第2号》对未来收益预测涉及的评估假设、收益期、收入、成本费用、资本性支出、营运资金等规范要求。

评估机构对照上述会计监管风险提示以及监管规则适用指引，参考可行性研究报告及技术尽调报告，对本次评估过程中涉及到的主要参数进行了复核。

相关可行性研究报告如下：

序号	文件名称	编制单位	编制日期
1	菏泽嘉阳新能源有限公司 19.82 兆瓦户用光伏项目可行性研究报告	西安特变电工电力设计有限责任公司	2022 年 5 月
2	洛川赋阳新能源有限公司 52 兆瓦户用光伏项目可行性研究报告	西安特变电工电力设计有限责任公司	2022 年 5 月
3	漯河鑫能新能源有限公司 42 兆瓦户用光伏项目可行性研究报告	西安特变电工电力设计有限责任公司	2022 年 5 月
4	河南区域 300MW 户用光伏发电项目可行性研究报告	河南省金鹰电力勘测设计工程有限公司	2023 年 9 月
5	山东区域 95MWp 户用光伏项目可行性研究报告	河南省金鹰电力勘测设计工程有限公司	2023 年 10 月
6	陕西省 500MW 分布式光伏项目可行性研究报告	吉林省建能电力设计有限公司	2024 年 4 月
7	山西潞城市合室乡 99MW 风力发电项目可行性研究报告	金风设计研究院 四川海鑫能电力设计有限公司	2018 年 9 月
8	河南省电投浙源新能源有限公司新乡枫叶屋顶分布式光伏发电项目可行性研究报告	河南九合电力工程设计有限公司	2023 年 11 月
9	邯郸正大制管集团股份有限公司分布式屋顶光伏项目可行性研究报告	中国联合工程有限公司	2024 年 1 月
10	漯河市临颍县教育系统屋顶分布式光伏发电项目可行性研究报告	河南成功电力工程设计有限公司	2023 年 12 月

(一)对照《会计监管风险提示第5号——上市公司股权交易资产评估》《监管规则适用指引——评估类第1号》《监管规则适用指引——评估类第2号》，结合各光伏、风电项目公司所处区域的实际光照/风力资源、弃光/弃风限电情况、电价政策变动趋势、屋顶租赁协议稳定性（如农户屋顶产权证明问题）、历史消纳数据、用户企业生产经营稳定性及用电习惯，详细说明收益法评估中关于未来发电量、电价、运维服务考核小时数、自用/上网消纳比例、运营成本、组件衰减率等关键参数预测的合理性

1、各光伏、风电项目公司所处区域的实际光照/风力资源、弃光/弃风限电情况、电价政策变动趋势、屋顶租赁协议稳定性（如农户屋顶产权证明问题）、历史消纳数据、用户企业生产经营稳定性及用电习惯

(1) 各光伏、风电项目公司所处区域的实际光照/风力资源

1) 特变户用光伏项目

①漯河鑫能新能源有限公司

根据西安特变电工电力设计有限责任公司 2022 年 5 月编制的《漯河鑫能新能源有限公司 42 兆瓦户用光伏项目可行性研究报告》显示：

漯河属亚热带季风型大陆性气候，四季分明，光照充足，雨量充沛，气候温和，年平均气温为 14.6℃，最冷的一月份平均气温 0.7℃。最热的 7 月份平均气温 27.4℃。平均降水量 836.6 毫米，平均日照 2198 小时，无霜期 220 天左右，光照充足，热量丰富，降水适中，气候温暖。

根据漯河市气象局提供的近 30 年气象资料，漯河多年平均气温 14.91℃，多年平均年降水量 782.7mm。具体气象数据见下表：

漯河市气象数据

气候要素		单位	值	出现时间
气温	年平均气温	℃	14.91	
	极端最高气温	℃	41	1988
	极端最低气温	℃	-24.9	1991
降水	年平均降水量	mm	782.7	
空气密度	年平均空气密度	kg/m ³	1.218	
	年平均风速	m/s	2.08	

风	年最大风速	m/s	16.3	
	年最大风速对应风向	NW		
	50 年极大风速	m/s	28.6	
	50 年极大风速对应风向	NW		
	主导风向	SE		

项目拟建场址位于河南省漯河市，采用 Meteonorm、NASA 太阳能辐射数据进行太阳能辐射资源对比分析。场区辐照数据见下表：

辐照量 kWh/m ²	Meteonorm8.0		NASA		Meteo+NASA 平均	
	总辐照量	散辐照量	总辐照量	散辐照量	总辐照量	散辐照量
1 月	63.1	43.3	88	29.5	75.6	36.4
2 月	76.6	55.6	92.1	35.8	84.4	45.7
3 月	108.8	78.5	124.6	52.7	116.7	65.6
4 月	134.6	83.5	144.9	63	139.8	73.3
5 月	147.4	90.6	157.5	74.1	152.5	82.4
6 月	143.3	94.5	156.3	75.9	149.8	85.2
7 月	156	100.6	147.6	76.3	151.8	88.5
8 月	146.6	97.5	136.7	68.5	141.7	83.0
9 月	108.4	68.6	114	55.8	111.2	62.2
10 月	93.7	66.2	98.9	44.6	96.3	55.4
11 月	70	49.8	81.6	32.1	75.8	41.0
12 月	62.3	43.8	79.7	27	71.0	35.4
总计	1310.8	872.5	1421.9	635.3	1366.4	753.9

由上表可见，Meteonorm8.0 辐照数据项目地全年水平面辐照量 1310.8kWh/m²，NASA 辐照数据项目地全年水平面辐照量 1421.9kWh/m²。根据已建项目生产数据分析，本项目采用 Meteonorm8.0 辐照数据与 NASA 辐照数据的均值，即项目地全年水平面辐照量 1366.4kWh/m²。

根据《QX/T89-2008 太阳能资源评估方法》判断，该地区为光照资源丰富地区，日照时间较长，年内变化稳定，最佳利用时间集中，适合光伏电站的建设，具有较好的经济性。同时交通运输条件较好，并网接入条件优越，适合建设屋顶太阳能光伏电站

②菏泽嘉阳新能源有限公司

根据西安特变电工电力设计有限责任公司 2022 年 5 月编制的《菏泽嘉阳新

能源有限公司 19.82 兆瓦户用光伏项目可行性研究报告》显示：

山东省太阳能资源较为丰富，年总辐射在 4480~5800MJ/m² 之间，处于B类区（很丰富区）和C类区（丰富区）。山东省位于N34°25'~38°23'、E122°43'~144°36'之间，南北最大长度约 420km，东西最大宽度约 700km，境内有沿海、平原、丘陵、山地等多种地形，使之太阳辐射的差异较大。山东省年太阳总辐射量分布呈现南少北多的趋势，其中，低值出现在鲁西南，在 4650MJ/m² 以下，高值出现在鲁北和黄河三角洲，在 5550MJ/m² 以上。根据省气候中心提供的数据显示，本区域的年太阳辐射量约为 5550MJ/m²，根据《太阳能资源评估方法》（QX/T89-2008），属于太阳能资源非常丰富地区，非常具有开发价值。

安徽省位于我国东部，受季风影响非常显著，四季分明，属于暖温带与亚热带过渡地区。境内平原、丘陵和山区并存，具有独特的气候特征，淮河以北属暖温带半湿润季风气候。淮河以南为亚热带湿润季风气候。主要特点是：季风明显四季分明，春暖多变，夏雨集中，秋高气爽，冬季寒冷。太阳能资源空间分布趋势为北高南低，一年之中，太阳能总辐射量主要集中在 4-9 月，总辐射量占全年的 64%。平均日照 1800-2500 小时。安徽的太阳能水平面总辐射量 1250-1400kWh/m² 之间，固定最佳倾角年等效利用小时数 1050-1200 小时。安徽省太阳能资源较丰富，属于太阳能资源的Ⅲ类开发区域。

按照太阳能资源区划指标，该地区太阳能资源属于可利用区，与全省其他地区相比，其太阳能资源属于最好的区域之一；并且直接辐射能量大于散射辐射能量，辐射的这一特征对于开发利用太阳能相对有利。综上所述，本项目范围内的山东及安徽部分区域具有较好的太阳能资源，在其区域内建设并网光伏电站等工程具有较好的经济性，项目是可行的。同时交通运输条件较好，并网接入条件优越，适合建设屋顶太阳能光伏电站

③洛川赋阳新能源有限公司

根据西安特变电工电力设计有限责任公司 2022 年 5 月编制的《洛川赋阳新能源有限公司 52 兆瓦户用光伏项目可行性研究报告》显示：

陕西省地处北纬 31°95'14"至 39°01'41"，东经 105°29'36"至 111°15'58"之间，东隔黄河与山西省相望，北与内蒙古自治区相毗连，西与宁夏回族自治区和甘肃省相邻，南以米仓山、大巴山主脊与四川省接界，东南与湖北省、河南省接壤，属于华西地区。陕西省辖西安、咸阳、铜川、宝鸡、渭南、延安、汉中、安康、

榆林、商洛 10 个地级市，根据已有文献可得陕西年均总辐射量 5400-5800MJ/m²，年均直接辐射量为 4320-4680MJ/m²，年均日照小时数为 1270-2900h，峰值日照时数为 4.2h。根据省气候中心提供的数据显示，本区域的年太阳辐射量约为 5730MJ/m²，根据《太阳能资源评估方法》（QX/T89-2008），属于太阳能资源非常丰富地区，非常具有开发价值。

延安市属于暖温带半湿润易旱气候区，全年气候变化受制于季风环流，年平均气温 9.9℃，年平均最高气温 17.2℃，年平均最低气温 4.3℃。春季干燥少雨，气温回升迅速，气候多变，有大风、扬沙天气，季内降水占年总量的 17%。夏季炎热多雨，季降水量 312.3 毫米，占年总量的 57%；秋季降温迅速，湿润，多阴雨大雾天气，冬季雨雪稀少，明朗干冷，多西北风，季内降水仅 13 毫米，占年总量 4%。年日照时数 2448.6 小时，以 5 月最多为 247.1 小时，2 月最少为 172.7 小时。年日照百分率 55%，最大 1 月为 63%，最小 7 月和 9 月为 50%。年辐射量为 4800-5300MJ/m² 之间，太阳能资源较好，属于国家二类光伏发电区域。

按照太阳能资源区划指标，该地区太阳能资源属于可利用区，与全省其他地区相比，其太阳能资源属于最好的区域之一；并且直接辐射能量大于散射辐射能量，辐射的这一特征对于开发利用太阳能相对有利。综上所述，该地区一带具有较好的太阳能资源，在其区域内建设并网光伏电站等工程具有较好的经济性，项目是可行的。同时交通运输条件较好，并网接入条件优越，适合建设屋顶太阳能光伏电站。

2) 阳光新能源户用光伏项目

阳光新能源户用光伏项目主要区域为河南，根据河南省金鹰电力勘测设计工程有限公司 2023 年 9 月编制的《河南区域 300MW 户用光伏发电项目可行性研究报告》，阳光新能源户用光伏项目所处区域的实际光照资源如下：

河南省太阳能资源属于 III 类地区。年平均太阳总辐射在 4300~5000 兆焦/平方米之间，多年平均光伏等效满负荷利用小时数在 900~1100 小时。从全省年平均太阳总辐射的区域分布看，基本上表现为北多南少，随纬度的变化较为显著，随经度的变化不明显，集中表现为豫中黄河沿岸的较多区，南阳盆地和大别山南部山区的较少区。

本项目利用 Solargis 软件数据获取项目所在地太阳辐射水平辐射值 1380kWh/m² 进行数据分析，项目地坐标为：34.598737, 113.150253。

场址区的太阳能资源丰富程度属C类区，即“资源丰富”；场址区水平面总辐射稳定度GHRs，场址区的总辐射稳定度为B类，即场址区水平面总辐射稳定度为“稳定”；场址区太阳能资源直射比属于C类“中”散射辐射较多。

3) 智慧能源户用光伏项目

根据吉林省建能电力设计有限公司 2022 年 4 月编制的《陕西省 500MW 分布式光伏项目可行性研究报告》，智慧能源户用光伏项目所处区域的实际光照资源如下：

根据中国气象行业标准 GB/T 37526-2019《太阳能资源评估方法》中规定，如下表所示：

年水平面总辐照量等级

等级名称	分级阈值/ (MJ/m ²)	分级阈值/ (kW.h/m ²)	等级符号
最丰富	GHR≥6300	GHR≥1750	A
很丰富	5040≤GHR<6300	1400≤GHR≤1750	B
丰富	3780≤GHR<5040	1050≤GHR≤1400	C
一般	GHR<3780	GHR<1050	D

水平面总辐射稳定度等级

等级名称	分级阈值	等级符号
很稳定	GHRs≥0.47	A
稳定	0.36≤GHRs<0.47	B
一般	0.28≤GHRs<0.36	C
欠稳定	GHRs<0.28	D

太阳能资源直射比等级

等级名称	分级阈值	等级符号	等级说明
很高	DHRR≥0.6	A	直接辐射主导
高	0.5≤DHRR<0.6	B	直接辐射较多
中	0.35≤DHRR<0.5	C	散射辐射较多
低	DHRR<0.35	D	散射辐射主导

利用 Meteonorm 气象数据等相关资料分析，本项目各地区的总辐射量、太阳能资源等级、水平面总辐射稳定度、太阳能资源稳定度等级和太阳能资源直射比等级如下表所示：

水平面总辐射稳定度等级

省份	所属市	装机容量 (MWp)	年总辐射量 (MJ/m ²)	太阳能资源等级	稳定度等级	直射比等级
陕西	宝鸡	80	4453	C	B	D
	商洛	80	4509.9	C	B	C
	铜川	80	4525.7	C	B	C
	渭南	90	4438.9	C	C	D

省份	所属市	装机容量 (MWp)	年总辐射量 (MJ/m ²)	太阳能资源等 级	稳定度等级	直射比等 级
	西安	80	4392.2	C	C	D
	咸阳	90	4387.5	C	C	D

4) 山西风电项目

根据金风设计研究院、四川海鑫能电力设计有限公司 2018 年 9 月编制的《山西潞城市合室乡 99MW 风力发电项目可行性研究报告》显示：

风电场项目所在地潞城是山西省长治市代管的县级市，位于山西省东南部，距长治市区 17 公里，地理坐标东经 1125936''~1132540''、北纬 361400''~362930''，东南与平顺县相连，西南与长治市郊区接壤，西北和襄垣县毗邻，东北临浊漳河与黎城县隔河相望。潞城市属暖温带半湿润大陆性季风气候区，四季分明，气候宜人，年平均气温 9.5℃，年平均降水量 503.7 毫米，年均日照时数 2434.9 小时，年无霜期 176 天。风电场属于丘陵地形地势复杂，海拔高度在 900~1250 米之间地表植被以树林和灌木林为主。

通过对风电场 2016.5.16~2017.5.15 测风数据的分析处理，采用中尺度数据长系列资料评价测风数据的代表性，并推算代表年各风能要素。以测风塔为代表的风电场场址风能资源初步评价结论如下：

①测风塔代表年 90m 轮毂高度的全年平均风速分别为 5.68m/s；相应的风功率密度分别为 180W/m²。根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T187102002 提供的标准：可以判断本风电场风功率密度等级为 1 级，风能资源一般，具有一定的开发价值。从年内变化看，3、4、5、11、12 月份风速较大，其它月份风速、风功率密度较小。测风塔不同高度风速、风功率密度日变化趋势较为一致，总体规律表现为白天 6：00~18：00 风速较小夜晚 19：00~次日 5：00 风速较大。风能资源具有较为明显的季节性变化。

②测风塔 90m 高全年主导风向为 ENE、WNW、W，频率分别为 16.89、13.28、12.78%，风能密度主要分布在 WNW、NW、W，所占频率分别为 23.11、16.67、15.21。由测风塔 90m 高度各月的风向及风能玫瑰图可知，全年的主导风能方向为 WNW、W、NW 扇区。全年风向与风能分布相对比较集中，主导风向及主导风能方向较为明显，有利于风电场风能资源充分利用。明显，有利于风电场风能资源充分利用。

③本项目风能资源计算采用气象站多年平均气温、气压、水汽压数据以及风电场测风塔实测数据推求出的空气密度值。风电场测风塔实测数据推求出的空气密度值 $1.090\text{kg}/\text{m}^3$ 。

④利用风速与高度呈指数增长的规律，对测风塔不同高度对应的平均风速进行幂指数拟合，拟合的风切变值为 0.135。

⑤推算到风电场 90m 高度处 50 年一遇最大风速分别为 25.8m/s ，对应标准空气密度下风电场 90m 高度处 50 年一遇最大风速分别为 24.3m/s 。测风塔位置 90m 高度 15m/s 风速区间的湍流强度为 0.106，小于 0.12，湍流强度较低，根据国际电工协会 IEC61400-1(2005) 标准判定本风电场可选用 III CC 类及以上等级的风机

5) 电投浙瑞项目

①河北电投浙源新能源有限公司

根据中国联合工程有限公司 2024 年 1 月编制的《邯郸正大制管集团股份有限公司分布式屋顶光伏项目可行性研究报告》显示：

河北省位于我国华北地区，地处温带大陆性季风区，全区四季分明，年降水量小于 800mm ，全年年日照时数可达 2303.1 小时，日照时数较长，光照资源丰富。河北区内太阳能资源分布整体呈现出西北向东南逐步抵减规律，北部中高纬度地区资源丰度普遍高于低纬度地区，中部东西横向年值由边缘向中间递减。整天水平面年峰值日照时数大于 1450 小时，最高的可达到 1700 小时以上，属于太阳能资源相当丰富的区域。优越的光照资源为河北省光伏产业发展提供了丰富的能源保障。因此河北省的太阳能资源足以支撑光伏产业的健康发展，具有较大的开发利用潜力。根据《太阳能资源等级总辐射》（GB/T 31155-2014），项目区域属于太阳能资源丰富区域，太阳能资源稳定。可见项目区域太阳能资源具有一定的开发价值。

②电投浙豫新能源（临颖县）有限公司

根据河南成功电力工程设计有限公司 2023 年 12 月编制的《漯河市临颖县教育系统屋顶分布式光伏发电项目可行性研究报告》显示：

临颖，隶属于河南省漯河市，位于河南省中部，东接鄢陵县、西华县，西与襄城县毗邻，南连漯河市，北邻许昌县，距省会郑州 100 公里。临颖属于温带季风气候，四季分明；降水受季风影响较明显，夏季炎热多雨，冬季寒冷干燥。

四季分配是春、秋较短，冬、夏较长，夏季 115 天左右，冬季 130 天左右，春、秋两季共 120 天左右。年平均气温 14.5℃，一月份平均气温 0.5℃，七月份平均气温 28℃，全年无霜期 226 天左右。年降水量平均在 720 毫米，由于受季风的影响，全年降水量极不均匀，雨量大部集中在 6、7、8 三个月，另外年际之间降水量变化幅度较大，经常出现暴雨、涝，干旱和干热风。

本项目位于漯河市临颍县境内，距离参考气象站场址区最近且具有辐射数据的气象站为郑州气象站(站台号为 57083)。该气象站属国家基准气候站，地理坐标为 113.65°E，34.72°N，观测场海拔高度为 110.4m。该站的主要业务有地面观测、气象辐射、沙尘暴、酸雨、农业气象、生态环境等基础观测。本项目场址距郑州气象站距离约 104km,不具有参考性。故本阶段暂以 solargis 提供的场址区多年各月太阳辐射量作为本阶段设计依据。

由于本阶段暂未收集到项目场址周边气象站太阳辐射数据，目前市场上有很多应用于太阳能开发的太阳能资源评估工具，该类工具主要利用卫星遥感数据、地面气象站数据和 GIS (地理信息系统) 技术得到高分辨率太阳能资源及气候要素数据库，现已被广泛应用于光伏项目的前期开发资源评估和电量计算。根据气象卫星和地面气象站的不同，国际主流的太阳能资源评估数据源有 Solargis、Meteonorm、NASA、NREL 和 PVGIS 等数据库。

通过对场址区 NASA 数据、Meteonorm 数据、Solargis 数据对比发现，其中 Solargis 数据和 Meteonorm 数据一致性较好且年总值也相差不大，Solargis 数据时效性及精度均高于 Meteonorm 数据能更好反映当地的太阳辐射水平。因此本项目本阶段暂以 Solargis 提供的场址区多年各月太阳辐射量作为本阶段设计依据。其年均太阳总辐射量为 4805.3MJ/m²，多年平均各月太阳总辐射数据详见下表：

工程代表年月辐射量

(单位：MJ/m²)

月份	场址区 Solargis 太阳辐射数据	Solargis 散射辐射	Solargis 直射辐射
1 月	247.7	154.4	93.3
2 月	276.1	174.6	101.5
3 月	412.9	245.5	167.4

4 月	485.6	288	197.6
5 月	555.8	327.2	228.6
6 月	539.6	337	202.6
7 月	538.9	331.6	207.3
8 月	500.8	310	190.8
9 月	396.7	231.1	165.6
10 月	334.1	204.5	129.6
11 月	258.1	150.8	107.3
12 月	258.8	143.6	115.2
合计	4805.3	2898.4	1906.9

根据国标《太阳能资源等级总辐射》GB/T 31155 - 2014，本项目的太阳能资源属“很丰富”；根据多年各月平均日辐射量的统计情况，其中 5 月份平均日辐射量为 4.981kWh/m²最大；11 月份平均日辐射量为 2.390kWh/m²最小。经计算，RW=0.48，项目地太阳能资源稳定程度为“很稳定”。根据 Solargis 数据的直射比分析，RD≥0.40，项目地太阳能资源直射比“中等，散射辐射较多”。项目从太阳能资源利用角度来说，在拟建场址建设并网光伏电站是可行的。

③河南省电投浙源新能源有限公司

根据河南九合电力工程设计有限公司 2023 年 11 月编制的《邯河南省电投浙源新能源有限公司新乡枫叶屋顶分布式光伏发电项目可行性研究报告》显示：

该电站中心区域位于东经 113°44'14.60"、北纬 35°1'45.17"，海拔高程为 72.21m。本次太阳能辐射数据来源于 PVsyst 数据库。原阳县多年平均年辐射总量为 1352.6kW·h/m²，根据《太阳能资源评估方法》(GBT37526-2019)判断，项目地区太阳能资源属于三类光照资源丰富地区，在全国范围属于中等水平，适宜建设光伏电站。

(2) 弃光/弃风限电情况、历史消纳数据

1) 分布式光伏项目

电投瑞享运营的分布式光伏项目分一般工商业分布式光伏和自然人户用分布式光伏。一般工商业分布式光伏项目销售模式为“自发自用、余电上网”模式，光伏电站产生的电力主要由终端业主客户使用，余量部分上网销售给当地电网公司，电费收入由上网部分电价和自用部分电价两部分收入构成，其中上网部分电价为当地燃煤机组标杆上网电价，自用部分电价结合当地一般工商业用电价格，

协商约定合同电价。自然人户用分布式光伏项目的销售模式为全额上网，生产的电力全部按照燃煤机组标杆上网电价出售给电网公司。

①自然人户用分布式光伏

通过查阅各项目公司 2025 年实际发电情况，自然人户用分布式光伏全部采用“全额上网”模式，2025 年除陕西部分区域存在限电外，其余省份地区均不存在限电，基本能够保障全额消纳。

陕西部分区域限电主要原因为电网消纳能力欠缺，2025 年已在进行电网扩容改造，预计 1-2 年内可以完成电网扩容改造。

本次评估时，对于限电相对严重的瑞灿(西安)能源有限公司、瑞灿(西安市长安区)新能源有限公司、瑞能(西安市鄠邑区)新能源有限公司和瑞智(西安市高陵区)新能源有限公司 4 个项目公司，在 2026 年发电量预测时做了适当调减，2027 年恢复正常。

②分布式光伏项目消纳比例

工商业分布式光伏项目在项目前期就对企业或学校的用电负荷做过数据分析，本次评估的消纳比例主要参考项目可行性研究报告、电能消纳报告，并对比并网以来实际的历史消纳比例进行测算的。本次涉及的陕西、山东、安徽区域光伏项目，均采用全额上网模式，不涉及工商业用户，不存在发电量自用消纳情形，其他区域的具体数据如下：

项目	类型	历史消纳比例			可研或消纳报告数据	评估取值
		2024 年	2025 年	并网以来综合比例		
河北电投	上网	2.70%	1.70%	2.00%	6.00%	2.00%
	自用	97.30%	98.40%	98.00%	94.00%	98.00%
电投浙豫	上网	30.50%	76.00%	75.60%	82.00%	76.00%
	自用	69.50%	24.00%	24.40%	19.00%	24.00%
河南省电投	上网	27.00%	36.30%	34.30%	25.00%	34.00%
	自用	73.00%	63.70%	65.70%	75.00%	66.00%

项目的可行性研究或者消纳报告数据，主要是根据企业或学校的用电负荷和光伏电站的发电量来确定的，但与实际并网之后的历史消纳比例存在部分差异，因此本次按照企业实际消纳比例预测是合理的。

对于户用式分布式光伏，根据项目所在各地（涉及陕西、河南、安徽、山东）2025 年实际发电情况，所发电量全额上网，未发生弃电情况。

2) 风力发电项目

电投瑞享运营 1 个集中式风力发电项目，其电力销售模式为部分电量由电网公司保障性收购，按政府价格主管部门批复的上网电价结算，其余以参与市场化交易方式实现消纳的电量，按市场化交易电价结算。目前电投瑞享风电项目主动参加北京电力交易中心组织的多年跨区跨省绿电交易及省间绿电交易，跨区跨省输出地区为上海、江苏，目前交易电价高于山西省当地燃煤机组标杆上网电价。

3) 消纳情况分析

消纳比例和限电比例本质上是同一个问题的正反两面。根据北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《山西潞城市合室乡 95.9MW 风电项目技术尽职调查报告》数据来看：根据实际运行数据，2023 年全年发电量为 20763.55 万 kWh，限电量为 1625.56 万 kWh，限电量占全年发电量的 7%；2024 年全年发电量为 21420.57 万 kWh，限电量为 28.02 万 kWh，限电量占全年发电量的 0.13%，2025 年 1 月-7 月发电量为 14960.9 万 kWh，限电量为 337.46 万 kWh，限电量占 1 月-7 月发电量的 2.2%。综合考虑弃风限电比例选取为 4%，即风电利用率（消纳比例）取 96%。

本次评估也查询了山西地区历史年度风电利用率（消纳比例），具体数据如下：

年份	风电利用率（消纳比例）	弃风率	数据来源
2015	98.0%	2.0%	国家能源局 2015 年风电并网运行情况
2016	91.0%	9.0%	国家能源局 2016 年风电并网运行情况
2017	93.8%	6.2%	国家能源局山西监管办公室
2018	98.9%	1.1%	国家能源局 2018 年风电并网运行情况
2019	98.9%	1.1%	国家能源局 2019 年风电并网运行情况
2020	97.03%	2.97%	山西省能源局“十三五”成果
2021	95.7%	4.3%	国家能源局 2021 年 1-2 月累计数据（年度参考）
2022	97.5%	2.5%	国家能源局 2022 年监测评价
2023	98.0%+	<2.0%	行业监测（无官方精确值，参考趋势）

年份	风电利用率（消纳比例）	弃风率	数据来源
2024	99.2%	0.8%	新能源消纳监测预警中心（1-10月累计）
2025	98.0%左右	2.0%左右	行业测算（大风年，限电率小幅回升）

从历史年度的数据来看，山西风电的消纳比例基本处于较高水平的。因此本次评估在结合尽调数据、地区历史年度消纳比例以及项目公司的实际情况的前提下，按照消纳比例 96%来考虑预测是保守合理的。

（3）电价政策变动趋势

电价参数直接决定项目营收水平，本次预测严格遵循国家及地方现行电价政策，紧跟电力市场化改革趋势，区分“全额上网”、“自发自用、余电上网”不同场景，结合政策变动趋势审慎预判，无违规主观定价情况，具体依据如下：

①严格执行官方现行电价标准，政策依据充分

上网电价严格参照各省发改委针对《国家发展改革委、国家能源局下发了<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）》制定的具体实施方案，杜绝使用已废止、临时性电价文件；自发自用部分电价，按用电企业实际执行的目录电价测算，贴合企业实际用电成本，确保自用部分电价取值真实合理。

②紧跟电价政策变动趋势，预判审慎客观

结合国家电力市场化改革方向、煤电价格联动机制、区域电力供需格局、可再生能源电价补贴退坡政策、绿电交易及绿证收益政策，对未来年度电价走势进行平稳预判，不做大幅波动假设。

③区分不同消纳场景，电价测算口径清晰

严格区分“全额上网”、“自发自用、余电上网”两种消纳模式的电价测算口径，自发自用部分按企业节省的用电成本核算，余电上网部分按电网公司实际结算电价核算，两种口径互不混淆，核算规则符合国家分布式光伏、风电电价结算政策，与项目实际电费结算模式完全匹配。

（4）屋顶租赁协议稳定性

电投瑞享各项目公司租赁房产协议涉及主要条款

标的公司	核心条款
------	------

标的公司	核心条款
<p>特别项目：漯河鑫能新能源有限公司等 3 家</p>	<p>1.本项目为甲方光伏发电项目，甲方应按照国家有关规定以其自身名义申请并完成电站项目的并网申请、备案、审批、并网验收、签署购售电协议、财政补贴申报等各项手续，乙方予以配合;若甲方要求乙方或乙方指定的第三方代为办理的，则甲方应按乙方或乙方指定的第三方要求出具《授权委托书》并及时提供其身份证、房产权属等审批所需的各项材料。因甲方原因(包括未配合提供相关材料、房屋权属纠纷)导致不能并网的，视为甲方违反本协议，应按本协议约定承担违约责任</p> <p>2.由于产品安装于甲方屋顶，甲方应最大程度尽责履行保管及安全防护义务，确保产品安全并避免损失，甲方如发现问题的应及时通知乙方。如产品因第三方毁损灭失的，甲方配合乙方向第三方索赔;如产品因不可抗力、自然灾害造成产品毁损灭失的，双方互不承担责任，电站停止发电期间，双方不分享收益;如产品因甲方原因导致毁损灭失或无法确定第三方责任人的，视为甲方违反本条款。</p> <p>3.由于产品为发电设备，未经乙方书面同意，甲方不得自行挪动、更改、拆除、损坏或擅自接触产品，以避免可能发生的事故风险。如因甲方擅自挪动、更改、拆除、损坏或接触产品导致任何人身伤亡或财产损失的，由甲方自行承担相关责任，乙方不承担任何责任;如影响产品发电的，由乙方负责修理，甲方应承担相应修理费用，同时乙方有权从甲方收益中扣抵相应修理费用，且修理期间的发电量收益损失由甲方赔偿，且甲方无权分享未发电期间的电站收益;如产品确定不能修理的，视为甲方违反本协议，应按本协议约定承担违约责任。</p> <p>4.乙方根据远程监控，运营和维护太阳能发电系统，需维修的，甲方提供配合;乙方或乙方指定的第三方在光伏电站安装施工、运维服务期间，甲方应提供必要的协助(如：施工中需要的水、电、场地以及与”物业方面的沟通、联络，提供房屋产权证明和现场踏勘便利等)。甲方不得擅自拉闸、或对电站进行关停等操作，不得有在产品上晾晒衣物、遮挡或其他影响、减少电站发电收益的行为。如有前述行为，相应后果均由甲方承担，造成乙方发电量损失的，甲方应予以赔偿，且甲方无权分享未发电期间的电站收益，并应视为甲方违反本协议，应按本协议约定承担违约责任。</p>
<p>阳光新能源户用光伏项目：商丘阳丘新能源有限公司等 8 家</p>	<p>1. 该电站为固定分布式发电设备，并入国家电网，具有一定的危险性，未经乙方允许，甲方不得自行挪动、更改、拆除、损坏或接触产品或产品的任何部分，以避免可能发生的风险。如因甲方原因发生人身伤亡或财产损失，由甲方承担后果;如影响产品发电的，由乙方修理，甲方应承担相应修理费用(含更换设备所需费用)，如甲方拒不承担，乙方有权从甲方的收益中扣除相应修理费用，修理期间的发电损失由甲方赔偿且甲方无权获得当季的收益：如不能修理的，甲方应按产品初始价格赔偿乙方。</p> <p>2. 因甲方原因不能并网的(包括未配合提供相关材料，房屋所有权纠纷等)，甲方应赔偿因此给乙方造成的损失(包括但不限于安装费、设备损失、预期发电收益等)。</p> <p>3. 甲方不得自行关闭电站、断开线路连接或未经乙方允许自行对电站进行操作，不得阻碍或不配合乙方对电站进行后续维修、运维，不得发生在电站上晾晒衣物等其他减少电站发电收益的行为，如有上述行为的，甲方应按照实际发电收益与电站理论发电量(运营期第 1 年参照同地区同规格电站发电量数据;第 2 至 25 年按照该电站前一年同期发电数据)可获得的收益差额赔偿给乙方，针对甲方的上述行为，乙方有权发出限期改正的催告，甲方</p>

标的公司	核心条款
	<p>期限内拒不改正的，乙方有权从后期应向甲方支付的收益中扣除。如甲方房屋需要修葺或改建的，应提前 7 天告知乙方并就电站的处理达成一致的意见后方可进行修葺或改建，为保障双方收益，运营周期内修葺或改建的次数不得超过 3 次且修葺期或改建期原则上累计不得超过 90 天，修葺或改建完毕后恢复至电站原正常工作状态。超出此期限且影响电站正常发电的甲方需按超出日期对应去年同期的发电收益补偿给乙方发电损失，乙方有权从甲方收益中予以扣除。在运营期间内乙方仅承担 1 次的电站拆装费用。影响电站正常发电的修葺或改建期间甲方不享受收益，屋顶的投入期也按照修葺期或改建期进行相应延长。因修葺屋顶或改建产生的所有费用(除首次的电站拆装费用以外)均由甲方自行承担。</p> <p>4. 甲方应确保安装电站屋顶所在的房屋是其合法拥有的，未设定任何抵押或第三方权利，未设定居住权、未被查封或权属纠纷等，不存在权利瑕疵，建筑物、房屋不是违章建筑，并向乙方提供相应的产权证明(房产证、土地证、宅基地证、身份证、户口簿或其他乙方认可的产权证明材料等)。在未与乙方就处置光伏系统方案达成一致意见前，甲方不得将房屋及电站出售、出租、抵押、或设置相关权利质押、第三方权利合作开发运营等。如有前述行为，需事先经乙方书面同意，保证不影响乙方在本合同项下的权利，并确保买方或第三方权利人按照本合同约定承担相关责任义务。否则，甲方应按照【6.1.4 规定的理论发电量】承担损失赔偿责任。</p>
智慧能源户用光伏项目：瑞灿（西安）能源有限公司等 7 家	<p>1. 甲方确保电站安装屋顶、庭院等场地是其合法拥有的，未设定任何抵押或第三方权利等，未被查封且不存在权属纠纷等，不存在权利负担或权利瑕疵，并将提供相应的合法拥有的产权证明(包括但不限于房产证、土地证、宅基地证、乡村建设工程规划许可证、农村宅基地不动产权证、身份证等)，如不能提供的，需签署房屋产权承诺书。在未与乙方就处置光伏电站方案达成一致意见前，甲方不得将房屋及电站出售、抵押或设置相关权利质押、第三方权利等。如有前述行为，需经乙方事先同意，并确保买方或第三方权利人按照本协议约定承担相关责任义务。</p> <p>2. 由于电站安装于甲方自有的屋顶或庭院等场地(简称“场地”)，甲方应尽合理的保管及安全防护义务，确保电站安全并避免损失，甲方发现电站的任何问题应及时通知乙方。如电站因第三方原因导致毁损、灭失，甲方配合乙方向第三方索赔;如电站因不可抗力毁损、灭失的，双方互不承担违约责任，甲方配合乙方提起保险理赔。电站停止发电期间，双方不分享收益;如因甲方原因导致电站毁损灭失，视为甲方违反本条款，按购买价格赔偿乙方。</p> <p>3. 甲方不得自行挪动、更改、拆除、损坏电站，也不得未经乙方同意而进入电站区域。如因甲方擅自挪动、更改、拆除、损坏或接触电站，或甲方未经乙方同意而进入电站区域导致任何甲方或第三方的任何人身伤亡或财产损失，由甲方自行承担相关责任;如影响电站发电的，由乙方负责修理，甲方应承担相应修理费用，同时乙方有权从甲方当期分享收益中扣抵相应修理费用，修理期间的发电损失由甲方赔偿，乙方有权从甲方当期分享收益中扣除，甲方当期分享收益不足以支付修理费用、修理期间发电损失的，从甲方后续分享收益中扣除;如不能修复电站的，视为甲方违反本条款。</p> <p>4. 甲方不得关停电站、拉闸或对电站进行操作，不得阻碍或不配合乙方或乙方指定的第三方对电站进行安装调试、后续维修、运</p>

标的公司	核心条款
	<p>维,不得有在电站上晾晒衣物、遮挡或其他减少电站发电收益的行为,如有前述行为,应按照电站理论发电量可获得的收益赔偿乙方的所有损失,甲方收益部分的损失由甲方自行承担</p> <p>5 甲方如需翻新、扩建房屋或搬迁的,甲方应提前通知并与乙方协商,甲方应在翻新、扩建后提供符合电站安装条件的屋顶,拆装费用由乙方承担且只承担一次;如需安装于原屋顶,翻新扩建时间不得超过6个月,且该时段内,甲方不享受任何收益。如甲方超过6个月不能提供合适屋顶安装电站的,甲方不享受任何分享收益,还应赔偿乙方电站收益损失。如因天气、自然灾害等不可抗力因素不能在6个月内完成翻新扩建的,允许延期履行或修订合同,并根据情况可部分或全部免于承担违约责任。</p>
电投浙瑞项目:河北电投浙源新能源有限公司	<p>1.在协议期限内,甲方承诺对提供的项目场地的基础建筑物拥有完整的、排他的所有权,项目场地不存在任何其它影响乙方使用的第三方租赁权等情形。甲方应确保乙方对项目场地的占有、使用不会受到甲方或其他第三方的干扰、妨碍、阻挠或发生其他将对电站项目建设、运行、维护和管理造成不利影响的情况。</p> <p>2.乙方在本协议签订前,甲方已经将项目场地的基础建筑物抵押情况、甲方可能将项目场地的基础建筑物未抵押部分进行抵押融资情况告知乙方,前述情况不得影响本合同的履行。</p> <p>3. 甲方应为乙方提供项目备案需要的企业及建筑物相关的资质证件(营业执照、土地证、房产证、产调授权委托书等),确保本项目建设期及运营期内项目屋顶向乙方的持续提供。如因甲方不具备项目房屋土地证、房屋产权证违反上述承诺给乙方造成损失的,或者不提供房屋不动产权调查授权委托书导致乙方无法了解项目屋顶所在建筑物在本次租赁前已经抵押查封而给乙方造成损失的,甲方应赔偿乙方的损失。</p> <p>4.甲方为乙方提供项目备案需要的企业及建筑物相关的资质证件(营业执照、土地证、房产证、产调授权委托书等),乙方仅可用于本合同约定的项目建设、备案、接入并网等用途。</p> <p>5.项目并网验收后5年内,甲方承诺不得对厂房进行翻新修理改造,但项目使用的厂房存在安全隐患的除外。如厂房存在安全隐患或者因其他原因需要对厂房加固、消除隐患的,由甲乙双方共同确定施工方案,尽量将乙方损失降至最低,加固费用由甲方承担,经加固后的厂房仍符合项目安装的设计要求;但因乙方项目设备造成甲方厂房超负荷的或者厂房屋顶受损的,费用由乙方承担。改造期间,在甲方厂区条件允许的情况下,甲方需提供乙方发电设备临时安装地方,确保加固期间项目继续生产运行,尽量避免对乙方资产造成损害。</p>
电投浙瑞项目:河南电投浙源新能源有限公司	<p>1.在协议期限内,甲方承诺对提供的项目场地的基础建筑物拥有完整的、排他的所有权,项目场地不存在任何其它影响乙方使用的第三方租赁权、其它优先权利或者被法院查封的情形。甲方应确保乙方对项目场地的占有、使用不会受到甲方或其他第三方的干扰、妨碍、阻挠或发生其他将对电站项目建设、运行、维护和管理造成不利影响的情况。甲方应为乙方提供项目备案需要的企业及建筑物相关的资质证件(营业执照、土地证、房产证、产调授权委托书等),确保本项目建设期及运营期内项目屋顶向乙方的持续提供。本协议的签订建立在乙方对甲方各项手续、资质予以认可的前提下。因甲方证照、手续的问题导致项目无法进行的,甲方不承担任何责任。</p> <p>2. 甲方承诺在项目并网验收后5年内不得对屋顶进行翻新修理改造。若甲方确需对屋顶进行翻修改造的,甲方承诺如下: 由甲乙双方共同确定施工方案,将乙方损失降至最低;屋顶翻修</p>

标的公司	核心条款
	<p>费用由甲方承担，经翻修后的屋顶仍符合项目安装的设计要求，甲方需提供乙方发电设备临时安装地方，确保翻修改造期间项目继续生产运行，避免对乙方资产造成损害。</p> <p>3.在协议期限内，若甲方需要出售屋顶所在建筑物，或将建筑物赠与、互易、设立抵押权等造成建筑物所有权发生变动或有可能影响本协议继续履行的，甲方应提前 60 日书面通知乙方，并促使建筑物的受让方或实控人继续履行本协议。</p> <p>4.甲方应确保屋顶所在建筑物不因甲方原因被拆除或重建。如因国家或地方政策导致项目场地所在建筑物被征收或拆迁的，甲方应在知悉后的 3 日内书面通知乙方。乙方有权要求参与征收拆迁补偿的谈判与沟通，有关政府给予乙方项目的补偿或赔偿等经济利益应归乙方所有。</p>
电投浙瑞项目：电投浙豫新能源（临颖县）有限公司	<p>1. 在协议期限内，甲方承诺对提供的项目场地的基础建筑物拥有完整的、排他的所有权，项目场地不存在任何其它影响乙方使用的第三方使用权、其它优先权利或者被法院查封的情形。甲方应确保乙方对项目场地的占有、使用不会受到甲方或其他第三方的干扰、妨碍、阻挠或发生其他将对电站项目建设、运行、维护和管理造成不利影响的情况。甲方应为乙方提供项目备案需要的企业及建筑物相关的资质证件(营业执照、土地证、房产证、产调授权委托书等)，确保本项目建设期及运营期内项目屋顶向乙方的持续提供。本协议的签订建立在乙方对甲方各项手续、资质予以认可的前提下。因甲方证照、手续的问题导致项目无法进行的，甲方不承担任何责任。</p> <p>2.甲方在项目并网验收后 5 年内不对屋顶进行翻建修理改造。若甲方确需对屋顶进行翻修改造的，按照如下原则进行： 由甲乙双方共同确定施工方案，将乙方损失降至最低；屋顶翻修费用由甲方承担，经翻修后的屋顶仍符合项目安装的设计要求，甲方需提供乙方发电设备临时安装地方，确保翻修改造期间项目继续生产运行，避免对乙方资产造成损害。</p> <p>3.若甲方于项目并网验收之日起 15 年内翻修项目场地且需要乙方拆装光伏电站的，甲方应在翻修前 3 个月通知乙方，光伏电站相关拆装费用由甲方承担；15 年外的，光伏电站相关拆装费用由乙方承担</p> <p>4. 甲方应确保屋顶所在建筑物不因甲方原因被拆除或重建。如因国家或地方政策导致项目场地所在建筑物被征收或拆迁的，甲方应在知悉后的 3 日内书面通知乙方。乙方有权要求参与征收拆迁补偿的谈判与沟通，甲方须确保乙方共同参与政府(或其指定主体)的沟通谈判，乙方项目补偿方案以乙方与政府协商的方案为准，有关政府给予乙方项目的补偿或赔偿等经济利益应归乙方所有。未经乙方事先书面同意，甲方不得单方面就征用、拆迁或搬迁事宜与政府(或其指定主体)达成任何形式的协议。</p>

通过查阅相关协议，电投瑞享在协议中已经设置保护电投瑞享权益相关条款，因此屋顶租赁协议具有一定稳定性，租赁房屋的瑕疵事项不会对电投瑞享经营产生重大影响。

(5) 用户企业生产经营稳定性及用电习惯

本次评估除工商业分布式光伏外，其余分布式光伏及山西风电发电模式均为全额上网。

工商业分布式光伏项目在项目前期就对企业或学校的用电负荷做过数据分析，本次评估的消纳比例主要参考项目可行性研究报告、电能消纳报告，并对比并网以来实际的历史消纳比例进行测算的。具体数据如下：

项目	类型	历史消纳比例			可研或消纳报告数据	评估取值
		2024 年	2025 年	并网以来综合比例		
河北电投	上网	2.70%	1.70%	2.00%	6.00%	2.00%
	自用	97.30%	98.40%	98.00%	94.00%	98.00%
电投浙豫	上网	30.50%	76.00%	75.60%	82.00%	76.00%
	自用	69.50%	24.00%	24.40%	19.00%	24.00%
河南省电投	上网	27.00%	36.30%	34.30%	25.00%	34.00%
	自用	73.00%	63.70%	65.70%	75.00%	66.00%

从上表可以看出，河北电投 2024 年和 2025 年自用比率基本接近，且与可研或消纳报告数据也相差不大，可以说明用户企业生产经营情况及用电习惯均处于稳定性。

电投浙豫 2024 年自用比率高于 2025 年，主要是并网初期电费结算存在滞后，导致 2024 年结算电量大于当年实际用量，但从并网以来整体用电量来看，并网以来整体自用电量占比 24.40%，与 2025 年基本一致，可以说明用户企业生产经营情况及用电习惯均处于稳定性。

河南电投 2024 年自用比率高于 2025 年，主要是并网初期电费结算存在滞后，导致 2024 年结算电量大于当年实际用量，但从并网以来整体用电量来看，并网以来整体自用电量占比 65.70%，与 2025 年基本一致，可以说明用户企业生产经营情况及用电习惯均处于稳定性。

2、收益法评估中关键参数预测的合理性

(1) 未来发电量的合理性

1) 光伏项目

本次对于光伏项目发电量预测，主要基于各个项目编制的可行性研究报告和相关的运维合同，评估人员通过对比可行性研究报告与运维合同中发电利用小时数进行对比，二者基本一致，因此本次参照上述文件中的发电利用小时数对未来发电量进行预测。其合理性如下：

①可研报告资源数据来源规范，基础测算逻辑合规

可研报告中光伏项目理论发电量测算，均以项目所在地权威气象数据为核心支撑，通常采用当地气象局近 30 年长期平均太阳辐射量、日照时长、温度、降

水等实测数据，部分大型集中式项目还会辅以NASA/POWER卫星气象数据、场址短期实测辐照数据进行校核，测算口径符合《光伏电站设计规范》《光伏电站可行性研究报告编制规程》等行业标准。测算过程中已综合考虑屋面倾角、遮挡条件、系统效率、设备性能等基础因素，整体测算逻辑专业、合规，不存在脱离行业规范的主观测算行为，为后续评估阶段发电量参考提供了合规的基础框架。

②可研报告已预判核心约束条件，贴合项目前期规划定位

正规可研报告在编制过程中，已结合项目所属区域电网规划、新能源消纳政策、场址实际条件，初步预判弃光限电、电网接入、屋顶稳定性等核心约束因素，针对分布式光伏项目，还会结合用电企业初步用电规划，预判自发自用与余电上网消纳结构，测算指标贴合项目前期备案与建设规划定位。相较于凭空设定参数，可研报告数据贴合项目本身选址、规模、建设模式与运营规划，具备极强的针对性，可有效避免评估阶段基础数据偏离项目实际情况，保障发电量测算方向合理。

本次评估过程中结合项目实际落地情况、区域政策变动、运营实际约束，对可研数据进行针对性复核，并对运维合同进行查阅，经过分析，可行性研究报告与运维合同中的保障可利用小时数具有一定的理论基础，采用其作为测算发电量依据合理，可靠。

2) 风电项目

本次对于山西风电 2026 年以及未来年度上网电量根据北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《山西潞城市合室乡 95.9MW 风电项目技术尽职调查报告》数据确定。该尽职调查报告对于发电量及上网电量的预测思路如下：

①风能资源的分析结论

北京瑞科同创科技股份有限公司采用 ERA5 数据进行长期测风数据分析，高度为 100m，收集到的 ERA5 数据包括 1995-2024 年的观测风速计其风向，结合山西风电项目周边测风塔（5141#和 1808#）数据得出如下结论：

（1）5141#测风塔 105m 高度代表年平均风速为 5.87m/s，风功率密度为 203.0W/m²，95m 高度代表年平均风速为 5.79m/s，风功率密度为 196W/m²；1808#测风塔 105m 高度代表年平均风速为 5.29m/s，风功率密度为 165W/m²，95m 高度代表年平均风速为 5.26m/s，风功率密度为 163W/m²。根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》(NB/T31147-2018)，判定该风电场风功率等级为 D-2 级，风能资源良好，具有一定的开发价值。

(2)5141#测风塔 90m高度主风向为ENE, 90m高度风能主风向为ENE;1808#测风塔 90m高度主风向为ENE和NW, 90m高度风能主风向为NW;全年风向与风能分布比较集中, 主导风向及主导风能方向明显, 有利于风电场风能资源充分利用。

②发电量的预测

a. 空气密度折减

使用WT软件计算本风电场理论发电量时已考虑空气密度折减对风电机组输出功率的影响并进行了修正, 因此估算本风电场上网电量不再进行折减。

b. 控制与湍流影响折减

当风向发生转变时, 风机的叶片与机舱也逐渐要随着转变, 但实际运行中的发电机组控制总是落后于风的变化, 因此在计算电量时要考虑此项折减。本风电场采用风电机组湍流类别属于C类, 折减系数暂取 97%。

c. 叶片污染折减

叶片表层污染会使叶片表面粗糙度提高, 翼型的气动特性下降。本阶段叶片污染折减系数暂取 98%。

d. 风电机组利用率

根据已收集资料, 2024 年以及 2025 年运行数据显示风电机组利用率均大于 99%, 本阶段利用率保守取值为 98%。

e. 功率曲线折减

考虑到风电机组厂家对功率曲线的保证率为 95%, 因此, 计算发电量时考虑风电机组功率曲线折减系数为 95%。

f. 厂用电、线损等能量损耗

初步估算场用电和输电线路、箱式变电站损耗占总发电量的 3%, 取能量损耗修正系数为 97%。

g. 气候影响停机

本风电场暂取气候影响停机折减系数为 97%。

h. 风资源不确定性

测风塔对机位的代表性相对一般, 因此本阶段风资源不确定性系数暂取 98%。

i. 其他因素影响

考虑到风电场运行中一些其他的影响因素, 如电网波动、人为破坏等不确定

因素对机组发电量的影响，风电场其他因素影响折减修正系数取为 98%。

在考虑以上各项折减及损耗等因素后，本风电场的综合折减系数为 79.97%（不含尾流损失折减和弃风限电折减），具体折减系数统计表见下表：

理论计算本项目折减系数统计表

序号	折减因素	折减值	备注
1	计算尾流损失	6.57%	
2	控制与湍流影响折减	97%	
3	叶片污染折减	98%	
4	风电机组利用率	98%	
5	功率曲线折减	95%	
6	厂用电、线损等能量损耗	97%	
7	气候影响停机	97%	
9	风资源不确定性	98%	
10	其他因素影响	98%	
不含第 1 项时综合折减系数		79.97%	

项目年上网电量计算成果表（不含弃风限电折减）

项目	单位	数值	备注
风电机组	台	15+14	
装机容量	MW	95.9	
年平均风速	m/s	5.63	各风机轮毂高度处平均值
理论电量	MWh	270820.31	
综合折减系数	%	79.97	不含尾流损失折减和弃风限电折减
上网电量	MWh	216575.00	
年等效满负荷小时数	h	2258.34	
平均容量系数		0.258	

j. 弃风限电情况

根据实际运行数据，2023 年全年发电量为 20763.55 万 kWh，限电量为 1625.56 万 kWh，限电量占全年发电量的 7%；2024 年全年发电量为 21420.57 万 kWh，限电量为 28.02 万 kWh，限电量占全年发电量的 0.13%，2025 年 1 月-7 月发电量为 14960.9 万 kWh，限电量为 337.46 万 kWh，限电量占 1 月-7 月发电量的 2.2%。综合考虑弃风限电比例选取为 4%。

项目年上网电量计算成果表（含弃风限电折减）

项目	单位	数值	备注
----	----	----	----

项目	单位	数值	备注
风电机组	台	15+14	
装机容量	MW	95.9	
年平均风速	m/s	5.63	各风机轮毂高度处平均值
理论电量	MWh	270820.31	
综合折减系数	%	79.97	不含尾流损失折减
上网电量（未考虑限电）		216575.00	
年等效满负荷小时数	h	2258.34	未考虑弃风限电
考虑弃风限电后的折减	%	76.77	弃风限电取 4%，折减取 96%
上网电量（考虑限电）	MWh	207912.00	
年等效满负荷小时数	h	2168.01	考虑弃风限电
平均容量系数		0.247	

技术尽调报告对上述结果与可行性研究报告、初步设计进行了对比分析，分析结果如下：

可研分析结果为：通过 5141#测风塔实测风速订正至代表年，采用 131-2.2 的风电机组，本风电场理论电量为 319340MWh，年发电量为 249505MWh，采用 75%综合折减，按实际装机容量 95.9MW 计算年等效发电小时数为 2419.2h。

初设分析结果为：通过 5141#和 1808#测风塔实测风速订正至代表年，采用 GW155-3.3 的风电机组，本风电场理论电量为 271592MWh，年发电量 211841.76MWh，采用 78%综合折减，按装机容量 102.3MW 计算发电小时数为 2070.8h。

本次复核结果为：通过 5141#和 1808#测风塔实测风速订正至代表年，采用 GW150-2.8 和GW171-3.85 的风电机组，利用专业计算软件计算本风电场理论电量为 270820.31MWh，年发电量为 216575.00MWh，采用 79.97%综合折减，按实际装机容量 95.9MW 计算年等效发电小时数目 2258.34h。

实际运行分析结论为：通过实际运行数据统计，2023 年，场区平均风速 5.22m/s，全场限电后上网电量为 207635.5MWh，折合等效满发小时数为 2165.13h；2024 年，场区平均风速 4.90m/s，全场限电后上网电量 214205.7MWh，折合等效满发小时数为 2233.64h。

不同阶段评估预测结果表

项目	可研报告	初设报告	技术尽调报告
	2.2MW	3.3MW	2.8MW&3.85MW
本期工程机组台数（台）	45	31	15+14
本期工程总装机容量（MW）	99	102.3	95.9

项目	可研报告	初设报告	技术尽调报告
	2.2MW	3.3MW	2.8MW&3.85MW
机组轮毂高度	90	100	95&105
计算软件	WT6.9		WT6.9
理论发电量 (MW·h)	319340	271592	270820
尾流影响 (%)	3.87		6.57
综合折减系数	75%	78%	79.97% (未考虑弃风限电)
上网电量 (MW·h)	249505	211841.76	216575
年利用小时数 (h)	2419.2	2070.8	2258.34
容量系数 (%)	0.276	0.236	0.258

项目实际运行对比分析表

项目	2023 年实际运行	2024 年实际运行	2024 年 7-12 月实际运行	2025 年 1-6 月实际运行
	2.8MW&3.85MW	2.8MW&3.85MW	2.8MW&3.85MW	2.8MW&3.85MW
本期工程机组台数 (台)	15+14	15+14	15+14	15+14
本期工程总装机容量 (MW)	95.9	95.9	95.9	95.9
机组轮毂高度(m)	95&105	95&105	95&105	95&105
限电后发电量 (MW·h)	207,635.50	214,205.70	9,852.90	13,569.20
限电后等效小时数 (h)	2,165.13	2,233.64	1,027.41	1,414.93
限电前发电量 (MW·h)	223,891.10	214,485.90	10,194.72	14,073.68
限电前等效小时数 (h)	2,334.63	2,236.56	1,063.06	1,467.54
代表年订正发电量 (MW·h) (限电前)	217,622.14	214,485.90	-	-
代表年订正小时数 (h)	2,269.26	2,236.56	-	-

综合分析可研阶段、初设阶段和本阶段分析差异结果：

(a) 轮毂高度和机型不同：可研阶段采用 45 台 131-2.2 机型，轮毂高度 90m 的风电机组；初设阶段采用 GW155-3.3 机型，轮毂高度 100m 的风电机组；尽调阶段采用 15 台 GW150-2.8 机型，轮毂高度 95m，14 台 GW171-3.85 机型，轮毂高度为 105m 的风电机组。

(b) 机位坐标不同：可研阶段选用 45 台 131-2.2 风机，初设阶段选用 31 台 GW155-3.3 风机，尽调阶段选用 15 台 GW150-2.8 和 14 台 GW171-3.85 风机。

(c) 测风塔不同：可研阶段采用 5141#一座测风塔，初设阶段和尽调阶段采用 5141#和 1808#两座测风塔

(d) 折减不同：可研阶段采用 75%折减，初设阶段采用 78%折减，尽调阶

段采用 79.97%折减。

实际运行阶段和本阶段分析结果对比：

实际运行阶段：2023 年全年全场共发电（风机出口）207635.5MWh，折合等效满发小时数为 2165.13h；2024 年全年全场共发电（风机出口）214205.7MWh，折合等效满发小时数为 2233.64h。2023 年和 2024 年平均小时数（还原到平风年）为 2169.07h(限电后)，2023 年和 2024 年平均小时数(还原到平风年)为 2252.91h（限电前）。

本阶段小时数：尽调阶段选用 79.97%折减，年上网电量为 216575MW·h（限电后），折合等效满发小时数为 2168.01h(限电后)。年上网电量为 216575.00MW·h（限电前），折合等效满发小时数为 2258.34h（限电前）。本阶段分析的限电前发电量结论与实际限电前发电实发结果较为一致，可知此次计算发电量所建流体模型和综合折减取值较为合理。

综上分析，本次采用《山西潞城市合室乡 95.9MW风电项目技术尽职调查报告》发电量、上网电量及限电率具有合理性。

（2）电价参数的预测依据

电价参数直接决定项目营收水平，本次预测严格遵循国家及地方现行电价政策，紧跟电力市场化改革趋势，区分“全额上网”、“自发自用、余电上网”不同场景，结合政策变动趋势审慎预判，无违规主观定价情况，具体依据如下：

1) 严格执行官方现行电价标准，政策依据充分

上网电价严格参照各省发改委针对《国家发展改革委、国家能源局下发了<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）》制定的具体实施方案，杜绝使用已废止、临时性电价文件；自发自用部分电价，按用电企业实际执行的目录电价测算，贴合企业实际用电成本，确保自用部分电价取值真实合理。

2) 紧跟电价政策变动趋势，预判审慎客观

结合国家电力市场化改革方向、煤电价格联动机制、区域电力供需格局、可再生能源电价补贴退坡政策、绿电交易及绿证收益政策，对未来年度电价走势进行平稳预判，不做大幅波动假设。

3) 区分不同消纳场景，电价测算口径清晰

严格区分“全额上网”、“自发自用、余电上网”两种消纳模式的电价测算口径，

自发自用部分按企业节省的用电成本核算，余电上网部分按电网公司实际结算电价核算，两种口径互不混淆，核算规则符合国家分布式光伏、风电电价结算政策，与项目实际电费结算模式完全匹配。

各个省份于 2025 年分别下发了针对各省具体的实施文件，其中主要条款如下表：

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	机制电价竞价结果
1	山西	风电	山西省发展和改革委员会山西省能源局国家能源局山西监管办公室关于印发《存量新能源项目机制电价实施细则（试行）》的通知（晋发改规发〔2025〕7号）	1、机制电量比例原则上按照具体新能源项目 2022 年 7 月至 2025 年 5 月非市场化电量平均占比确定，其中集中式平价项目机制电量比例为 85% 2、存量新能源项目机制电价与现行价格政策衔接，按现行燃煤发电基准价确定为 0.332 元/千瓦时（含税）。 3、执行期限：机制电价自 2026 年 1 月 1 日起执行，执行期限原则上与现行相关政策保障期限衔接，按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定	0.3320	0.2847
2	河南	光伏	河南省发展和改革委员会关于印发《河南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(豫发改价管(2025)902号)	1.机制电量。扶贫光伏、公共电网连接点为 380 伏及以下并网的低压分布式光伏项目：全部上网电量纳入机制电量。 2.机制电价。按河南省现行燃煤发电基准价执行。 3.执行期限。按剩余全生命周期合理利用小时数折算对应年限与投产满 20 年较早者确定。	0.3779	0.2760
3	河北	光伏	河北省发展和改革委员会关于印发《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(冀发改能价[2025]1066	1、电量规模：分布式光伏和分散式风电 100% 2、机制电价：按河北南网现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行。 3、执行期限：新能源发电项目达到全生命周期合理利用	0.3644	0.3340

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	机制电价竞价结果
			号)	小时数(具体到月)或投产运行满 20 年(具体到月)较早者的次月起退出差价结算机制。		
4	陕西	光伏	陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(陕发改价格(2025)1491 号)	1.分布式新能源、光伏扶贫(扶贫容量)及领跑者项目上网电量全部纳入机制电量规模。 2.机制电价按我省煤电基准价执行,其中榆林地区分别按当地煤电基准价执行。 3.执行期限按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份(具体到月)与投产满 20 年对应年份(具体到月)较早者确定。	0.3545	0.3500
5	山东	光伏	关于印发《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(鲁发改价格[2025]576 号)	2025 年 6 月 1 日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后,机制电价水平按国家政策上限执行,统一明确为每千瓦时 0.3949 元(含税),单个项目机制电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接,执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行。	0.3949	0.2250
6	安徽	光伏	安徽省发展改革委安徽省能源局《关于印发安徽省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》(皖发改价格〔2025〕505 号)	1.分布式新能源全部纳入机制电量规模。 2.机制电价按我省煤电基准价执行。 3.执行期限按自投产之日起满 20 年与剩余全生命周期合理利用小时数(风电 36000 小时、光伏 22000 小时)较早者确定	0.3844	0.3837

(3) 运维服务考核小时数的合理性

各项目公司运维服务费涉及的发电量考核内容如下表:

项目公司	运维单位	发电量（小时数）运维考核内容
漯河鑫能新能源有限公司 菏泽嘉阳新能源有限公司 洛川赋阳新能源有限公司	特变电工新疆新能源股份有限公司	<p>1、奖惩标准：按照甲乙双方确定的基准目标发电量，实际发电量达到基准目标发电量的100%以上部分，此部分按照实际电费收入(不含税)的60%对乙方进行奖励，实际发电量不足基准目标发电量的，乙方按照基准目标发电量的100%收入为基准，对不足部分进行补足。具体计算示例如下：</p> <p>(1)下列条件均一致的光伏电站属于同一考核小组：</p> <p>A.安装地点位于同一[省级]行政区划；</p> <p>B.适用相同的电费结算标准；</p> <p>C.适用相同的[首年满发小时数]标准。</p> <p>针对在同一[考核结算年]进行发电量考核的同一考核小组内的光伏电站其超发电量与欠发电量可相互抵消，根据抵消结果按照本协议约定进行该考核小组的欠发电量收益惩罚或超发电量奖励计算。本协议项下全部考核小组各自核算完成后，以各考核小组间欠发电量收益惩罚与超发电量奖励进行抵销。</p> <p>2、以每5年为一个考核周期和支付周期，在一个考核周期中的每个年度的超发或不足，次年第一季度内对上一年度进行计算，双方对超发奖励或不足补偿，仅进行确认并记录，待5年的考核期届满，进行总的结算和支付结清，每年超发电量与欠发电量可相互抵消。以上补偿以5年期的全部运维费用总额为限(常规运维费按照季度正常支付)。</p>
商丘阳丘新能源有限公司 驻马店阳驿新能源有限公司 宜阳县阳源新能源有限公司 周口阳槐新能源有限公司 叶县阳叶新能源有限公司 新蔡县阳源新能源科技有限公司 泰安汇阳新能源科技有限公司 宁阳丰阳新能源科技有限公司	阳光数智盛能(合肥)新能源科技有限公司	<p>超发或欠发部分发电收益，待甲方与乙方对全部合作区域超发或欠发部分收益加总进行年度核算后发放激励或者支付赔偿款。本协议项下全部市级行政区域各自核算完成后，以各市间欠发电量收益赔偿与超发电量激励进行抵销。当光伏电站未达到合同约定的发电量，考核惩罚费用=(光伏电站考核发电量-当年实际发电量)×(当地脱硫燃煤电价)，该项考核总额不超过年度运维费总额的50%。</p> <p>当光伏电站超过本合同约定的发电量，若(当年实际发电量-光伏电站考核发电量)/光伏电站考核发电量小于等于2%，考核奖励费用归乙方所有(考核奖励费用=(当年实际发电量-光伏电站考核发电量)×(当地脱硫燃煤电价)×2%)，若(当年实际发电量-光伏电站考核发电量)/光伏电站考核发电量大于2%，2%以内考核奖励归乙方所有，2%以外考核奖励甲乙双方平分收益(考核奖励费用=(当年实际发电量-光伏电站考核发电量)×(当地脱硫燃煤电价)×2%+(当年实际发电量-光伏电站考核发电量*1.02)×(当地脱硫燃煤电价)×50%。)</p>

项目公司	运维单位	发电量（小时数）运维考核内容
瑞灿（西安）能源有限公司 瑞灿（西安市长安区）新能源有限公司 瑞能（西安市鄠邑区）新能源有限公司 瑞智（西安市高陵区）新能源有限公司 瑞智（蓝田县）新能源有限公司 瑞智（西安市临潼区）新能源有限公司 渭南瑞灿投新能源有限公司	国电投综合能源科技(海南)有限公司	<p>1、区域内各地市的实际发电量需要合并计算进行考核。</p> <p>2、若各地市合并计算的发电量超过光伏电站考核发电量的 103%，但低于预测发电量的 103%，甲方不对乙方进行奖励。</p> <p>3、超发电量对应的考核奖励费用 质保期届满后，如当年实际发电量超过光伏电站预测发电量 103%的，则超出部分的电量收益(也称“超发电量收益”)由项目公司和乙方按 1: 1 比例分享，在此前提下，乙方享有考核奖励费用，但同时乙方享有的考核奖励费用不得超过当年度超额奖励上限金额(当年度超额奖励上限金额=乙方当年度累计获得的基础服务项目运维费×50%)，超过该超额奖励上限金额的部分仍由项目公司享有且不受前述分享比例的约束。</p> <p>4、欠发电量对应的考核惩罚费用 如首年实际发电量低于光伏电站考核发电量 97%的，则光伏电站考核发电量不足 97%部分对应的欠发电量收益由甲方在资产转让方支付的质保金中扣除;质保期届满后各年度，实际发电量低于光伏电站考核发电量 97%的，则光伏电站考核发电量不足 97%部分对应的欠发电量收益由甲方从乙方当年度可获得的运维费用中扣除，并作为乙方应向项目公司支付的考核惩罚费用，考核惩罚费用不超过当年度乙方可获得的运维费用总额的 50%;如项目公司已经支付了当年度运维费用的，从下一笔运维费用中扣除;如各项目公司无需再支付任一笔运维费用的，乙方应当另行根据项目公司的要求将该等考核惩罚费用支付给项目公司。</p>
山西天辰邦诺风和风力发电有限公司	北京金风慧能技术有限公司	<p>1.基本管理费：该部分价格为固定总价，指委托方向受托方支付的游城荟萃风电场二期场站生产经营的基本固定费用。</p> <p>2.考核保证金：考核保证金以基本管理费为计算基数，基准数额为基本管理费的 10%。委托方依据附件四及本合同约定的其他考核指标对受托方进行考核，在每一运维年度届满后支付剩余金额，若考核保证金不足以覆盖全年考核费用，差额部分从基本管理费中扣除。</p> <p>3.奖励金：按照第十三条考核标准及方法(二)奖励金明细执行，奖励金以基本管理费为计算基数，上限数额为基本管理费的 10%。受托方应将奖励金的 60%用于员工激励，发放给本项目现场运维人员。第十三条考核标准及方法(二)涉及电量考核条款为：委托管理期间发电量每超过目标值 1%，奖励 2 万元。(游城荟萃风电场二期场站利用小时数目标值 XXX 小时，以集电线侧计;具体小时数以每年公司下发利用小时数目标值为参考标准)。</p>
河北电投浙源新能源有限公司 电投浙豫新能源（临颖县）有限公司 河南省电投浙源新能源有限公司	启晗电力建设集团有限公司	<p>1、超发电量奖励 如当年实际发电量超过电站预测发电量 100%的，则超出部分的电量收益(也称“超发电量收益”)由委托方和受托方按 70%: 30%比例分享，在此前提下，受托方享有考核奖励费用，但同时受托方享有的考核奖励费用不得超过当年度超额奖励上限金额(当年度超额奖励上限金额=受托方当年度累计获得的基本管理费×50%)，超过该超额奖励上限金额的部分仍由委托方享有且不受前述分享比例的约束。</p> <p>2、欠发电量对应的考核惩罚 如实际发电量低于电站考核发电量 100%的，则电站考核发电量不足 100%部分对应的欠发电量收益从受托方当年度可获得的运维费用中扣除，并</p>

项目公司	运维单位	发电量（小时数）运维考核内容
		作为受托方向委托方支付的考核惩罚费用，考核惩罚费用不超过当个年度受托方可获得的基本管理费总额的 50%；如委托方已经支付了当个年度运维费用的，则受托方应当另行根据委托方要求将该等应扣除款项(即考核惩罚费用)返还给委托方。

光伏发电运维服务考核小时数，是界定运维服务质量、核算运维费用、明确权责边界的核心指标，直接关联项目正常发电效率、长期收益稳定性及运维履约保障效果。各个项目公司制定运维考核小时数，并非主观设定固定数值，而是紧密结合项目所在地光照资源禀赋、项目实际运营条件、核心设备性能标准、现场运维实操能力、区域气候环境及各类发电约束因素，遵循“合规有据、贴合实际、权责匹配、审慎可控”的原则综合测算确定，整体制定逻辑闭环、上下文衔接流畅，各项取值均有充分支撑，不存在脱离项目实际的理想化设定。

基于此，本次评估预测参照运维服务合同中约定的考核标准预测，未触及运维合同中相关奖惩条件，因此未考虑运维合同中相关奖惩对评估结果的影响。

（4）运营成本预测的合理性

新能源发电运营成本主要由折旧、运维费、保险费、租金等项目构成，其中折旧、保险费、租金等基本相对稳定，不会发生大的变化，而光伏、风力设备的随着运行年份的增加，机组老化，将导致修理费增加，从而导致运维费逐年上涨。

本次评估时已经充分考虑的上述因素带来的运营成本增加，具有合理性。

（5）组件衰减率合理性

组件衰减率直接影响项目长期发电量及存续期收益，本次预测严格遵循行业技术标准及设备质保条款，结合区域环境因素调整，符合光伏设备长期性能衰减规律。

常规晶硅光伏组件严格按照IEC国际标准及主流厂商质保条款，首年衰减率不高于 2%，后续年度年均衰减率控制在 0.45%-0.7%。

本次评估范围内的项目，可行性研究报告及运维合同相关的衰减率均符合行业及国际标准，因此评估时采用其具有合理性。

（6）折现率贝塔计算中可比公司选取情况

通过沪深主板经查询，2025 年 10 月 31 日，上市公司中涉及光伏发电的公司如下表：

证券代码 证券简称	上市日期	装机容量 (MW)	2024 年主营业务构成	资产负债率 [报告期]2025 三季 [单位]%	总市值 1 [交易日期]2025-10-31 [单位]亿元
601778.SH 晶科科技	2020-05	5,953.00	光伏发电业务:74.43%	61.66	124.98
603105.SH 芯能科技	2018-07	962.00	光伏发电:90.37%	50.98	47.35
000591.SZ 太阳能	1996-02	12,647.00	光伏发电:71.76%	53.76	182.73
000537.SZ 绿发电力	1993-12	19,925.50	风力发电 65.59%， 光伏发电 34.41%	72.43	180.00
001258.SZ 立新能源	2022-07	2,734.00	风力发电:55.19%;光 伏发电:43.54%	76.13	74.11
600821.SH 金开新能	1994-01	5,951.94	光伏发电:52.56%;风 力发电:41.76%;	71.49	111.45
数据来源：Wind					

《监管规则适用指引——评估类第 1 号》文件要求，资产评估机构执行证券评估业务，在确定贝塔系数时应当遵循以下要求：一是应当综合考虑可比公司与被评估企业在业务类型、企业规模、盈利能力、成长性、行业竞争力、企业发展阶段等多方面的可比性，合理确定关键可比指标，选取恰当的可比公司，并应当充分考虑可比公司数量与可比性的平衡；二是应当结合可比公司数量、可比性、上市年限等因素，选取合理时间跨度的贝塔数据。

(1) 从企业规模来说，由于标的公司电投瑞享光伏发电装机容量为 678.95MW，除与芯能科技科技接近外，与其他上市公司装机容量均差距较大，因此本次选取时未将企业规模列为筛选条件。

(2) 业务类型方面

①晶科科技、芯能科技、太阳能三家光伏发电占比均在 70%以上，其业务结构高度接近标的公司。

晶科科技：聚焦电站开发、电站服务、能源服务三大板块，涵盖地面集中式、工商业分布式、户用光伏等多类型电站运营，与标的业务场景基本接近；

太阳能：以光伏电站运营为核心，辅以组件制造，央企背景下的运营模式与

标的稳健经营逻辑匹配；

芯能科技：专注分布式光伏、光伏建筑一体化，聚焦区域能源服务，与标的轻资产运营思路契合。

三者均以“发电收益 + 服务收益”为核心盈利模式，与标的的收入结构、经营逻辑无本质差异，能精准反映标的所在细分领域的系统性风险水平，避免因业务偏差导致贝塔系数无法代表标的真实风险

②绿发电力、立新能源风电占比相对高于光伏占比，属于风光混合运营商，风险结构与标的公司略有差异。

③金开新能光伏 52.56%、风电 41.76%，风光并重，系统性风险包含大量风电因素。

因此在“主业相同、风险特征一致”的原则前面，晶科科技、芯能科技、太阳能与标的公司相比更具有代表性。

（3）盈利能力

标的公司与待选可比公司均属于新能源发电企业，其盈利能力均受技术迭代、成本控制、市场需求、政策环境及商业模式等多重因素影响，呈现动态变化特征。

（4）企业发展阶段

标的公司与待选可比公司均处于光伏行业成熟发展期，运营资产稳定、现金流可预期，无初创期或转型期企业的特殊风险干扰。

（5）行业竞争力突出

晶科科技为全球组件出货龙头、民企电站运营头部；太阳能为央企绿电平台、国内光伏运营龙头；芯能科技为区域分布式光伏标杆，三者分别代表“全球化民企、央企背景、区域标杆”三类典型光伏企业，行业地位突出。

晶科科技、太阳能为行业龙头，财务数据、运营数据公开透明，且覆盖全国多区域项目，能反映行业整体的系统性风险。

芯能科技为区域标杆，聚焦分布式光伏，补充了地面电站之外的细分场景风险，使样本覆盖更全面、

综上，晶科科技、芯能科技、太阳能满足“行业竞争力可比”，样本具备行业代表性，能反映光伏电站运营板块的系统性风险特征。

（6）上市时间周期

太阳能 1996 年、芯能科技 2018 年、晶科科技 2020 年、绿发电力 1993 年、

金开新能 1994 年上市，立新能源 2022 年上市。

选取足够的交易周期（行业内一般 3-5 年，宜长不宜短）测算贝塔，数据可靠，立新能源相比其他 5 家上市期限较短。

（7）样本数量的合理性

选取 3 家样本，符合《评估类 1 号指引》中“5 家及以下需充分论证合理性”的监管要求，3 家样本可有效平衡“数量与可比性”，既避免样本过少导致的代表性不足，也避免样本过多引发的同质性冗余。

综上分析，本次选取晶科科技、芯能科技、太阳能三家作为标的光伏发电企业贝塔系数测算样本，完全符合《监管规则适用指引——评估类第 1 号》的监管要求，在业务类型、行业竞争力、发展阶段等核心维度与标的高度可比，样本覆盖全面、数据稳定、代表性突出。

剔除绿发电力、立新能源、金开新能，原因是三者均为风光混合运营，风电占比高，业务结构与纯光伏标的差异显著，贝塔系数无法准确反映标的风险，不具备可比性。

综上，最终选取了以下 3 家上市公司作为可比公司：

可比公司名称	股票代码
晶科科技	601778.SH
芯能科技	603105.SH
太阳能	000591.SZ

（二）假设上网电价相对稳定或不会发生变化的合理性

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“二、对评估结论有重要影响的评估假设”之“2、特殊假设”之“（2）电投瑞享”部分补充披露如下：

1、假设未来新能源交易电价相对稳定，不会发生变化。

2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局下发了《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）文件。

各个省份于 2025 年分别下发了针对各省具体的实施文件，其中主要条款如下表：

序	电站	电站类	电价相关政策文件	电价（元/千瓦时）
---	----	-----	----------	-----------

			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	新增项目机制电价竞价结果（市场电价）
1	山西	风电	山西省发展和改革委员会山西省能源局国家能源局山西监管办公室关于印发《存量新能源项目机制电价实施细则（试行）》的通知（晋发改规发〔2025〕7号）	<p>1、机制电量比例原则上按照具体新能源项目2022年7月至2025年5月非市场化电量平均占比确定，其中集中式平价项目机制电量比例为85%</p> <p>2、存量新能源项目机制电价与现行价格政策衔接，按现行燃煤发电基准价确定为0.332元/千瓦时（含税）。</p> <p>3、执行期限：机制电价自2026年1月1日起执行，执行期限原则上与现行相关政策保障期限衔接，按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满20年对应年份（具体到月）较早者确定</p>	0.3320	0.2847
2	河南	光伏	河南省发展和改革委员会关于印发《河南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(豫发改价管(2025)902号)	<p>1.机制电量。扶贫光伏、公共电网连接点为380伏及以下并网的低压分布式光伏项目：全部上网电量纳入机制电量。</p> <p>2.机制电价。按河南省现行燃煤发电基准价执行。</p> <p>3.执行期限。按剩余全生命周期合理利用小时数折算对应年限与投产满20年较早者确定。</p>	0.3779	0.2760

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	新增项目机制电价竞价结果（市场电价）
3	河北	光伏	河北省发展和改革委员会关于印发《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(冀发改能价[2025]1066号)	1、电量规模：分布式光伏和分散式风电 100% 2、机制电价：按河北南网现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行。 3、执行期限：新能源发电项目达到全生命周期合理利用小时数(具体到月)或投产运行满 20 年(具体到月)较早者的次月起退出差价结算机制。	0.3644	0.3340
4	陕西	光伏	陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(陕发改价格(2025)1491号)	1.分布式新能源、光伏扶贫(扶贫容量)及领跑者项目上网电量全部纳入机制电量规模。 2.机制电价按我省煤电基准价执行，其中榆林地区分别按当地煤电基准价执行。 3.执行期限按 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份(具体到月)与投产满 20 年对应年份(具体到月)较早者确定。	0.3545	0.3500
5	山东	光伏	关于印发《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(鲁发改价格[2025]576号)	2025 年 6 月 1 日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后,机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时 0.3949 元(含税)，单个项目机制电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接，执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数	0.3949	0.2250

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	新增项目机制电价竞价结果（市场电价）
				与投产满 20 年较早者执行。		
6	安徽	光伏	安徽省发展改革委安徽省能源局《关于印发安徽省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》（皖发改价格〔2025〕505号）	1.分布式新能源全部纳入机制电量规模。 2.机制电价按我省煤电基准价执行。 3.执行期限按自投产之日起满 20 年与剩余全生命周期合理利用小时数(风电 36000 小时、光伏 22000 小时)较早者确定	0.3844	0.3837

燃煤标杆电价属于国家统一管控的政策性电价，由国家发展改革委牵头制定及调整，地方不具备自主定价权限。该类电价调整流程规范严格、周期较长，不存在短期随机波动情形，是电价保持稳定的核心基础。

电投瑞享项目所在省份近十年结算电价如下：



注：2023年电投瑞享部分项目未并网发电，无结算电价，按其所属省份的燃煤基准价绘图；山西项目含部分绿电交易，按结算均价绘图。

（三）假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响的合理性

不可抗力情形主要是指地震、战争、重大疫情、政策突变等情形，为不可预见因素，具有突发性、偶然性、不可控性。资产评估以基准日为价值判断的时间截点，核心是反映资产在特定时点的公允价值，而非对未来长期经营风险的无限担保。由于未来突发事件天然具有不确定性，评估机构在执行项目评估过程中也无法预判相关风险。因此本次通过“假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响”条款来作为本次评估结论成立的前提条件。同时该假设条款符合资产评估行业惯例，也不存在通过假设条款来调整评估结果的情况，因此“假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响”具有合理性。

（四）评估过程中是否充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、项目合规瑕疵、所在地历史弃光/弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，是否存在高估标的资产价值的情形。

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“五、重要子公司评估

情况”之“（四）收益法评估分析”之“2、收益法评估中关键参数预测的合理性”部分补充披露如下：

1、行业政策变动情况

电投瑞享项目所在省份近十年结算电价如下表：

单位：元/千瓦时

标的公司	项目类型	所属省份	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
电投瑞享	分布式光伏	河南	0.3551	0.3779	0.3779	0.3779	0.3779	0.3779	0.3779	0.3779	0.3779	0.3779
		河北	0.3497	0.3644	0.3644	0.3644	0.3644	0.3644	0.3644	0.3644	0.3644	0.3644
		陕西	0.3346	0.3545	0.3545	0.3545	0.3545	0.3545	0.3545	0.3545	0.3545	0.3545
		山东	0.3729	0.3949	0.3949	0.3949	0.3949	0.3949	0.3949	0.3949	0.3949	0.3949
		安徽	0.3693	0.3844	0.3844	0.3844	0.3844	0.3844	0.3844	0.3844	0.3844	0.3844
	集中式风电	山西	0.3205	0.3320	0.3320	0.3320	0.3320	0.3320	0.3320	0.3320	0.3657	0.3478

注：（1）2023年及之前年度电投瑞享部分项目尚未并网发电，无结算电价，列示其所属省份的燃煤基准价。（2）山西风电由于涉及脱硫标杆电价（0.3320元/千瓦时）以及绿电交易价格（0.458-0.471元/千瓦时），因此上述表中的交易价格为平均交易价格，平均交易价格受各个电价对应的电量（不同电价先电量权重）变化而影响。

2025年1月，国家发展改革委、国家能源局下发了《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）文件，2025年下半年，各省份分别按照该文件制定了各省份的相关电价政策，主要条款如下：

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	新增项目机制电价竞价结果（市场化电价）
1	山西	风电	山西省发展和改革委员会山西省能源局国家能源局山西监管办公室关于印发《存量新能源项目机制电价实施细则（试行）》的通知（晋发改规发〔2025〕7号）	1、机制电量比例原则上按照具体新能源项目2022年7月至2025年5月非市场化电量平均占比确定，其中集中式平价项目机制电量比例为85% 2、存量新能源项目机制电价与现行价格政策衔接，按现行燃煤发电基	0.3320	0.2847

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	新增项目机制电价竞价结果（市场化电价）
				准价确定为 0.332 元/千瓦时（含税）。 3、执行期限：机制电价自 2026 年 1 月 1 日起执行，执行期限原则上与现行相关政策保障期限衔接，按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定		
2	河南	光伏	河南省发展和改革委员会关于印发《河南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(豫发改价管(2025)902 号)	1.机制电量。扶贫光伏、公共电网连接点为 380 伏及以下并网的低压分布式光伏项目：全部上网电量纳入机制电量。 2.机制电价。按河南省现行燃煤发电基准价执行。 3.执行期限。按剩余全生命周期合理利用小时数折算对应年限与投产满 20 年较早者确定。	0.3779	0.2760
3	河北	光伏	河北省发展和改革委员会关于印发《河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》《冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(冀发改能价[2025]1066 号)	1、电量规模：分布式光伏和分散式风电 100% 2、机制电价：按河北南网现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行。 3、执行期限：新能源发电项目达到全生命周期合理利用小时数(具体到月)或投产运行满 20 年(具体到月)较早者的次月起退出差价结算机制。	0.3644	0.3340

序号	电站所在省份	电站类型	电价相关政策文件		电价（元/千瓦时）	
			文件名称	主要政策	脱硫标杆电价	新增项目机制电价竞价结果（市场化电价）
4	陕西	光伏	陕西省发展和改革委员会关于印发《陕西省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(陕发改价格(2025)1491号)	1.分布式新能源、光伏扶贫(扶贫容量)及领跑者项目上网电量全部纳入机制电量规模。 2.机制电价按我省煤电基准价执行，其中榆林地区分别按当地煤电基准价执行。 3.执行期限按2025年5月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份(具体到月)与投产满20年对应年份(具体到月)较早者确定。	0.3545	0.3500
5	山东	光伏	关于印发《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知(鲁发改价格[2025]576号)	2025年6月1日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后,机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时0.3949元(含税)，单个项目机制电电量上限原则上与现行具有保障性质的相关电量规模政策相衔接，执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满20年较早者执行。	0.3949	0.2250
6	安徽	光伏	安徽省发展改革委安徽省能源局《关于印发安徽省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》（皖发改价格〔2025〕505号）	1.分布式新能源全部纳入机制电量规模。 2.机制电价按我省煤电基准价执行。 3.执行期限按自投产之日起满20年与剩余全生命周期合理利用小时数(风电36000小时、光伏22000小时)较早者确定	0.3844	0.3837

(1) 本次评估时，对于执行机制电价的项目，各个项目电价预测按照各个项目所在地的机制电价预测（根据各地具体执行政策，机制电价按照脱硫标杆电价确定），机制电价执行期按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行，机制电价执行期满后，参考各个项目所在地目前的机制电价竞价结果（市场化电价）。

(2) 对于山西风电项目，在绿电合同期内，按照所签署合同约定的交易电价进行预测（绿电合同到期日为 2026 年 12 月 31 日），在绿电合同外的电量，按照项目所在地的机制电价执行（机制电价按照脱硫标杆电价确定），机制电价执行期按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定，机制电价执行期满后，参考各个项目所在地目前的机制电价竞价结果（市场化电价）。

另，根据山西电价政策，未来年度发电量的 85% 纳入机制电量，剩余的为市场化电量。

(3) 对于浙瑞项目，对于自用部分用电电价按照签署的合同能源管理协议约定的电价预测，上网部分按照项目所在地机制电价执行（机制电价按照脱硫标杆电价确定），机制电价执行期满后，参考各个项目所在地目前的机制电价竞价结果（市场化电价）。

2、历史运营情况

电投瑞享报告期内经营业绩如下表：

单位：万元

财务指标	2025 年 10 月末	2024 年末	2023 年末
总资产	293,179.72	260,591.03	164,000.10
总负债	266,791.11	240,470.20	126,948.50
所有者权益	26,388.60	20,120.83	37,051.60
财务指标	2025 年 1-10 月	2024 年	2023 年
营业收入	27,221.85	23,107.97	-
净利润	5,742.52	1,269.34	443.14
经营活动产生的现金流量净额	22,524.60	17,212.99	0.03

1) 分布式光伏项目

电投瑞享分布式光伏项目大部分为 2023 年-2024 年开始实施，2024 年至 2025 年逐步并网，因此 2025 年收入相比 2024 年收入有较大提升，经营利润也有较大

提升。

2) 山西风电

通过对历史数据统计，2022-2025 年上网电量及等效满负荷小时数如下表：

单位：万千瓦时、小时

项目	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
上网电量	6,107.31	18,045.24	21,420.29	23,691.05
等效小时数	636.84	1,881.67	2,233.61	2,470.39

山西风电项目在 2022 年 7 月全容量并网，2022 年非整年数据，2023 年属于偏低水平，由于山西风电项目一直到 2023 年 3 月才开始合并结算 2022 年至 2023 年 3 月的电费，因此 2022 年和 2023 年数据可能存在分匹不准确。

风力发电主要受当年的风力资源的影响，2024 年基本属于正常水平，2025 年属于是较好的一年，当年的上网电量达到了 23,691.05 万千瓦时，折算等效满负荷小时为 2470.39 小时，当年还给项目公司带来了超发奖励。综上所述，山西风电项目在稳定运营后历史数据是在合理变化范围内的

3、项目合规瑕疵情况

项目合规瑕疵情况以及评估过程中如何考虑请参见“问题八、二”之“（三）进一步说明对于电投瑞享评估中，是否已充分考虑并披露资产建设手续等瑕疵对评估结论的影响及影响程度”的回复。

4、所在地历史弃光/弃风限电情况

（1）分布式光伏项目

电投瑞享运营的分布式光伏项目分一般工商业分布式光伏和自然人户用分布式光伏。一般工商业分布式光伏项目销售模式为“自发自用、余电上网”模式，光伏电站产生的电力主要由终端业主客户使用，余量部分上网销售给当地电网公司，电费收入由上网部分电价和自用部分电价两部分收入构成，其中上网部分电价为当地燃煤机组标杆上网电价，自用部分电价结合当地一般工商业用电价格，协商约定合同电价。自然人户用分布式光伏项目的销售模式为全额上网，生产的电力全部按照燃煤机组标杆上网电价出售给电网公司。

①自然人户用分布式光伏

通过查阅各项目公司 2025 年实际发电情况，自然人户用分布式光伏全部采用“全额上网”模式，2025 年除陕西部分区域存在限电外，其余省份地区均不存

在限电，基本能够保障全额消纳。

陕西部分区域限电主要原因为电网消纳能力欠缺，2025年已在进行电网扩容改造，预计1-2年内可以完成电网扩容改造。

本次评估时，对于限电相对严重的瑞灿(西安)能源有限公司、瑞灿(西安市长安区)新能源有限公司、瑞能(西安市鄠邑区)新能源有限公司和瑞智(西安市高陵区)新能源有限公司4个项目公司，在2026年发电量预测时做了适当调减，2027年恢复正常。

②分布式光伏项目消纳比例

工商业分布式光伏项目在项目前期就对企业或学校的用电负荷做过数据分析，本次评估的消纳比例主要参考项目可行性研究报告、电能消纳报告，并对比并网以来实际的历史消纳比例进行测算的。本次涉及的陕西、山东、安徽区域光伏项目，均采用全额上网模式，不涉及工商业用户，不存在发电量自用消纳情形，其他区域的具体数据如下：

项目	类型	历史消纳比例			可研或消纳报告数据	评估取值
		2024年	2025年	并网以来综合比例		
河北电投	上网	2.70%	1.70%	2.00%	6.00%	2.00%
	自用	97.30%	98.40%	98.00%	94.00%	98.00%
电投浙豫	上网	30.50%	76.00%	75.60%	82.00%	76.00%
	自用	69.50%	24.00%	24.40%	19.00%	24.00%
河南省电投	上网	27.00%	36.30%	34.30%	25.00%	34.00%
	自用	73.00%	63.70%	65.70%	75.00%	66.00%

项目的可行性研究或者消纳报告数据，主要是根据企业或学校的用电负荷和光伏电站的发电量来确定的，但与实际并网之后的历史消纳比例存在部分差异，因此本次按照企业实际消纳比例预测是合理的。

对于户用式分布式光伏，根据项目所在地（涉及陕西、河南、安徽、山东）2025年实际发电情况，所发电量全额上网，未发生弃电情况。

(2) 风力发电项目消纳情况分析

消纳比例和限电比例本质上是同一个问题的正反两面。根据北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《山西潞城市合室乡95.9MW风电项目技术尽职调查报告》数据来看：根据实际运行数据，2023年全年发电量为20763.55万kWh，限电量为1625.56万kWh，限电量占全年发电量的7%；2024年全年发电量为21420.57万kWh，限电量为28.02万kWh，限电量占全年发电量的0.13%，2025年1月-7

月发电量为 14960.9 万kWh，限电量为 337.46 万kWh，限电量占 1 月-7 月发电量的 2.2%。综合考虑弃风限电比例选取为 4%，即风电利用率（消纳比例）取 96%。

本次评估也查询了山西地区历史年度风电利用率（消纳比例），具体数据如下：

年份	风电利用率（消纳比例）	弃风率	数据来源
2015	98.0%	2.0%	国家能源局 2015 年风电并网运行情况
2016	91.0%	9.0%	国家能源局 2016 年风电并网运行情况
2017	93.8%	6.2%	国家能源局山西监管办公室
2018	98.9%	1.1%	国家能源局 2018 年风电并网运行情况
2019	98.9%	1.1%	国家能源局 2019 年风电并网运行情况
2020	97.03%	2.97%	山西省能源局“十三五”成果
2021	95.7%	4.3%	国家能源局 2021 年 1-2 月累计数据（年度参考）
2022	97.5%	2.5%	国家能源局 2022 年监测评价
2023	98.0%+	<2.0%	行业监测（无官方精确值，参考趋势）
2024	99.2%	0.8%	新能源消纳监测预警中心（1-10 月累计）
2025	98.0%左右	2.0%左右	行业测算（大风年，限电率小幅回升）

从历史年度的数据来看，山西风电的消纳比例基本处于较高水平的。因此本次评估在结合尽调数据、地区历史年度消纳比例以及项目公司的实际情况的前提下，按照消纳比例 96%来考虑预测是保守合理的。

5、发电小时波动情况

（1）分布式光伏项目

电投瑞享分布式光伏项目大部分为 2023 年-2024 年开始实施，2024 年开始对相关数据进行统计，2024 年与 2025 年发电小时数情况如下表：

单位：小时

项目	2024 年	2025 年
特变项目	1,207.37	1,127.50
阳光项目-山东区域	1,311.36	1,327.81
阳光项目-河南区域	1,056.23	1,107.26
智慧项目	752.87	1,001.00
浙瑞项目-邯郸正大	220.76	925.63
浙瑞项目-新乡枫叶	271.50	1,106.42
浙瑞项目-临颖教育系统		910.33

注：1.智慧项目于 2024 年逐步开始并网发电，因此 2024 年数据非全年数据，发电小时较低。2 浙瑞项目于 2024 年逐步开始并网发电，因此 2024 年数据非全年数据，发电小时较低。

光伏发电依靠太阳光（光子）产生电流，晴朗天气光照强，发电量高，等效发电小时较高；阴雨、雾霾天气光照弱，发电量显著降低，等效发电小时降低，因此对于报告期内发电小时数波动属于正常现象。

（2）山西风电项目通过对历史数据统计，2022-2025 年上网电量及等效满负荷小时数如下表：

单位：万千瓦时、小时

项目	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
上网电量	6,107.31	18,045.24	21,420.29	23,691.05
等效小时数	636.84	1,881.67	2,233.61	2,470.39

山西风电项目在 2022 年 7 月全容量并网，2022 年非整年数据，2023 年属于偏低水平，由于山西风电项目一直到 2023 年 3 月才开始合并结算 2022 年至 2023 年 3 月的电费，因此 2022 年和 2023 年数据可能存在分匹不准确。

风力发电主要受当年的风力资源的影响，2024 年基本属于正常水平，2025 年属于是较好的一年，当年的上网电量达到了 23,691.05 万千瓦时，折算等效满负荷小时为 2470.39 小时，当年还给项目公司带来了超发奖励。综上所述，山西风电项目在稳定运营后历史数据是在合理变化范围内的。

6、行业竞争

标的公司主要从事风力发电和光伏发电新能源发电业务。新能源发电行业属于资本密集型领域，对项目投资方的资金实力有较高要求，从初始投资阶段到项目的开发、建设和长期运营均需要大量的资金投入。因此，大型央企和国企凭借更为雄厚的资金基础和更稳定的融资渠道在新能源发电行业中具有显著的竞争

优势。经过多年的市场竞争与资源整合，包括华能集团、大唐集团、国家能源集团、中国华电、国家电投集团在内的中央直属五大发电集团和包括三峡集团、中广核、中核集团、华润电力、中节能、国投电力在内的六家其他全国性电力集团（合称“五大六小”）共 11 家央企发电集团具备较高市场份额。2024 年，“五大六小”发电集团光伏新增装机总量约为 112GW，风电新增装机总量约为 55GW，分别占全国光伏和风电新增装机总量的 41%和 68%；截至 2024 年底，“五大六小”发电集团光伏累计装机容量约为 370GW，风电累计装机容量约为 356GW，分别占全国光伏和风电装机总量的 42%和 68%。

另一方面，地方性国有企业也是新能源发电行业的重要参与者，凭借在当地资源获取及与地方政府及企业合作方面具备的竞争优势占据一定的市场份额。同时，各地政府不断通过出台优惠政策和扶持措施，鼓励地方国企加大在新能源领域的投资力度，随着新能源产业的持续发展和政策的不断完善，地方国企在新能源发电领域的市场地位有望进一步巩固和提升。规模较大的地方国有发电企业包括四川省能源投资集团有限责任公司、云南省能源投资集团有限公司等。

虽然新能源场站投资和运营属于资本密集型行业，对资金实力的要求较高，所以大型国企的竞争优势较强，但民营企业依靠自身灵活多变的机制、强大的执行力，以及资本市场融资平台的资金支持，也拥有一定从行业竞争中脱颖而出的优势。

目前，央企发电集团与地方能源国企正逐步开始就新能源发电投资领域开展合作，有利于进一步发挥地方资源与央企运营经验优势，如华能集团、华电集团、三峡能源等已与各地能源企业积极合作推进大型项目开发，优化国有资本布局，避免无序竞争。

7、运营成本上升情况

新能源发电运营成本主要由折旧、运维费、保险费、租金等项目构成，其中折旧、保险费、租金等基本相对稳定，不会发生大的变化，而光伏、风力设备的随着运行年份的增加，机组老化，将导致修理费增加，从而导致运维费逐年上涨。

本次评估时已经充分考虑的上述因素带来的运营成本增加。

（五）对比资产负债率相近的同行业可比交易案例情况

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“三、评估方法和评估

参数”之“（二）电投瑞享”部分补充披露如下：

选取近期上市公司收购光伏电站公司的交易案例，相关对比指标如下：

证券代码	证券简称	收购标的	装机容量 (MW)	资产负债 率	评估基 准日	评估增值率
600982	宁波能源	22家光伏电站公司100%股权	100.50	69.58%	2024年7月31日	78.48%
301162	国能日新	江门港华智慧能源有限公司100%股权；	8.94	58.35%	2024年2月29日	26.95%
002775	文科股份	佛山市晟世晖能光伏发电科技有限公司(以下简称“佛山晟世”)100%股权、中山市晟迪新能源科技有限公司以下简称“中山迪”)100%股权	7.07	佛山晟世: 79.71% 中山晟迪: 57.61%	2023年8月31日	142.53%
平均值				66.31%	-	82.65%
002310	东方新能	电投瑞享80%股权	774.85	90.76%	2025年10月31日	65.19%

由上表所示，对比资产负债率相近的同行业可比交易，电投瑞享本次交易价格对应评估增值率介于同行业可比交易值之间，本次交易价格不存在显著高于同行业可比交易平均水平的情形。

（六）对上网电价、发电小时数、折现率等重要参数进行敏感性测算

公司已在重组报告书“第五节 标的资产的评估”之“三、评估方法和评估参数”之“（二）电投瑞享”部分补充披露如下：

结合标的公司的经营特点及本次评估方法，选取了上网电价、等效满负荷小时数、折现率指标对标的公司本次评估值进行敏感性分析，结果如下：

1、上网电价变动

以当前预测的未来各期上网电价为基准，假设评估模型中的其他参数保持不变，上网电价对评估值的敏感性分析如下：

单位：万元

含税上网电价变动	评估值	评估值变动幅度
-1.00%	30,850.77	-9.00%
-0.50%	32,334.77	-4.62%
0.00%	33,900.77	0.00%
0.50%	35,354.77	4.29%
1.00%	36,838.77	8.67%

注：（1）收益法评估中，对价格类敏感参数优先采用小幅变动（±1%），用于判断电价对收益价值是否敏感，避免大幅波动掩盖真实风险。（2）标杆电价、脱硫煤电价长期稳定，本次评估范围内标的公司多数执行的为标杆电价，选取±0.5%、±1%能够合理体现电价正常小幅度变动对项目收益的影响。

2、等效满负荷小时数变动

以当前预测的未来各期等效满负荷小时数为基准，假设评估模型中的其他参数保持不变，等效满负荷小时数对评估值的敏感性分析如下：

单位：万元

等效满负荷小时数变动	评估值	评估值变动幅度
-1.00%	31,248.77	-7.82%
-0.50%	32,587.77	-3.87%
0.00%	33,900.77	0.00%
0.50%	35,192.77	3.81%
1.00%	36,503.77	7.68%

3、折现率变动

以当前预测的未来各期折现率为基准，假设评估模型中的其他参数保持不变，折现率对评估值的敏感性分析如下：

单位：万元

折现率变动幅度	评估值	评估值变动幅度
-3.00%	37,402.77	10.33%
-1.00%	35,057.77	3.41%
0.00%	33,900.77	0.00%
1.00%	32,840.77	-3.13%
3.00%	30,404.77	-10.31%

(七)是否存在高估标的资产价值的情形及本次评估增值率的合理性核查结论

1、是否存在高估标的资产价值的情形

经全面核查，本次标的公司资产评估不存在高估标的资产价值的情形，估值结果谨慎、合理、公允，核心依据如下：

(1) 假设与参数均遵循谨慎性原则

上网电价稳定假设契合行业实际，未预设电价上浮；年发电小时数、贝塔系数、运营成本等核心参数取值均有实测、历史、行业数据支撑，无主观高估参数情况。

(2) 重大不利因素已充分覆盖

行业政策、合规风险、弃风限电、成本上涨等全部重大不利因素，均已纳入评估分析，未忽略或弱化风险影响。

(3) 估值方法与行业惯例一致

电投瑞享下属项目子公司采用收益法评估结果作为评估结论，收益预测以项目实际盈利能力为核心，不夸大未来收益增长，估值结果与行业公允水平相符。

(4) 风险对冲机制完善

评估中已设置敏感性分析，测算电价、年发电小时数、折现率对估值的影响。

2、本次评估增值率的合理性

本次评估通过对比同行业可比交易案例，标的公司本次交易价格对应评估增值率介于同行业可比交易值之间，本次交易价格不存在显著高于同行业可比交易平均水平的情形。

同时通过上网电价、年发电小时数、折现率敏感性测试，验证核心参数取值审慎，风险覆盖充分，不存在参数乐观、虚增估值；本次评估增值源于资产未来盈利能力与历史成本的固有差异，增值逻辑清晰、构成合理、对标市场、审慎合规，因此本次评估增值具有合理性。

(八) 关于电价及发电小时数波动风险应对措施

针对电价及发电小时数波动可能引致的收益不确定性，公司已建立多维度风险防控与收益保障机制，具体如下：

1、电价波动风险

(1) 以历史电价数据为测算支撑

通过考核项目所在地各省份近十年历史电价数据，为收益测算、风险判断及估值合理性提供充分数据依据。

(2) 存量资产执行稳定机制电价

根据 136 号文，本次重组涉及资产为 2025 年 5 月 31 日前并网的存量新能源项目，在机制电价执行期内（按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数与投产满 20 年较早者执行），机制电价计量方式及电价水平与历史年度保持一致，收益来源具备稳定性与可预测性。

(3) 强化电力交易与储能能力，提升市场化收益

公司将重点拓展资产托管运营业务，同时加大电力交易、储能运营领域能力建设，提升新能源电站市场化交易盈利能力。后续标的资产也可通过储能调度、峰谷套利、现货交易等方式优化收益，收益水平有望优于传统计划电价模式。

2、发电小时数波动风险

(1) 自然资源波动风险可控

新能源发电小时数主要受风光资源影响，风光资源日内、月间波动相对显著，但年度维度区域波动幅度较小，整体具备稳定性。

(2) 转让方或运维公司承诺提供充分保障

对于电投瑞享的发电量，电投瑞享各项目公司与运维公司前述了运维合同，约定了对发电量（小时数）的考核内容，具体内容参见本回复“问题五”之“一”之“2、收益法评估中关键参数预测的合理性”之“（3）运维服务考核小时数的合理性”部分。

(3) 强化运营管理，保障发电效率

收购完成后，公司将加强电站发电数据实时监测，异常情况及时协同运维机构处置；严格考核运维机构运维时效、运维质量及资产巡检成效，不达标的按约定索赔；协同运维机构持续提升运维水平，保障电站稳定高效发电。

四、核查意见

(一) 核查过程

评估机构执行的主要核查程序如下：

1、了解标的公司已并网项目的核准/备案文件、电力业务许可证、并网批复、环评验收、用地手续、施工许可、压覆矿、军事、文物等重要合规文件取得情况、当前办理状态、预计办毕时间；

2、查阅电投瑞享子公司与相关建设方或股权前手方均已在建设或股权转让时签署的相关协议，了解如因项目合规性问题导致标的项目无法正常运营或者被主管部门处罚的相关赔偿的条款；

3、查阅《分布式光伏发电开发建设管理办法》、《国家发展改革委 公安部 国家数据局关于全面推行以专项信用报告替代有无违法违规记录证明的通知》、《中华人民共和国城乡规划法》、《中华人民共和国建筑法》、《山西省自然资源厅关于印发建设用地规划条件管理办法（试行）等三个管理办法的通知》、《广东省推进分布式光伏高质量发展行动方案的通知》、《民用机场净空保护区域内建设项目净空审核管理办法》、《中华人民共和国民用航空法》、《光伏电站设计规范》、《光伏电站可行性研究报告编制规程》等文件；

4、查阅《百瑞绿享 78 号集合资金信托计划（瑞享清能）信托合同》、百瑞绿享 78 号集合资金信托计划成立公告、登记信息、受益人清单，查阅了电投瑞享股权转让协议；

5、查阅标的公司及其下属企业的资产评估报告、评估说明以及评估明细表；复核各下属公司资产基础法评估的具体过程、参数选取依据；核实标的公司及各下属企业评估增值的主要来源及减值原因；

6、查阅同行业可比上市公司年度报告以及可比交易的相关公告文件，复核标的公司及同行业可比上市公司及可比交易对应的市盈率、市净率计算结果；分析标的公司评估值对应市盈率、市净率与同行业可比上市公司及可比交易的差异情况及原因；

7、查阅了电投瑞享子公司山西晋瑞收购风和风力时与原业主方天润启航投资管理有限公司签订的《股权转让协议》、北京瑞科同创科技股份有限公司出具的《山西潞城市合室乡 95.9MW 风电项目技术尽职调查报告》及可行性研究报告。

（二）核查结论

经核查，评估机构认为：

1、电投瑞享及其子公司不存在未批先建、超容建设、违规用地等重大违法

违规情形。本次评估过程中，评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险、可以进行整改，无重大合规风险敞口，本次评估过程中未特定考虑上述事项对评估作价的影响。根据电投瑞享子公司与相关建设方或股权前手方均已在建设或股权转让时签署的相关协议中约定，如因项目合规性问题导致标的项目无法正常运行或者被主管部门处罚，标的企业有权向原建设单位或前手股权方进行索赔。上述约定为风和风力风电项目如因未办理净空手续可能产生的罚款提供切实可行的保障。

2、本次针对电投瑞享等控股平台采用的嵌套评估方式，完全符合资产评估准则与行业实操惯例，未损害最终评估结论的谨慎性与公允性。该模式是适配控股型平台资产结构的最优选择，子公司收益法估值过程严谨审慎、参数取值合理，母公司资产基础法仅为客观价值归集，无主观高估、方法滥用等问题，整体估值结果真实反映标的资产实际价值。本次评估范围内的电投瑞享共涉及 31 个核算主体，其中 9 个平台公司，22 个项目公司，针对平台公司采用资产基础法进行评估，针对项目公司采用资产基础法和收益法进行评估并最终选取收益法评估结果作为定价依据，具有合理性。评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险、可以进行整改，无重大合规风险敞口，本次评估过程中未特定考虑合规瑕疵对评估作价的影响。

3、收益法评估中关于未来发电量、电价、运维服务考核小时数、自用/上网消纳比例、运营成本、组件衰减率等关键参数预测具有合理性，评估假设上网电价相对稳定或不会发生变化具有合理性，不可抗力情形主要是指地震、战争、重大疫情、政策突变等情形，为不可预见因素，具有突发性、偶然性、不可控性。评估过程中充分考虑了行业政策变动、历史运营情况、所在地历史弃光/弃风限电情况和发电小时数波动、行业竞争、电网消纳能力、运营成本上升等重大不利因素，评估机构已充分识别合规瑕疵风险，认定该类瑕疵为低风险、可以进行整改，无重大合规风险敞口，本次评估过程中未特定考虑合规瑕疵对评估作价的影响，不存在高估标的资产价值的情形。本次电投瑞享标的公司资产评估不存在高估标的资产价值的情形，估值结果谨慎、合理、公允，本次评估增值率具有合理性。

（以下无正文）

(本页无正文，为《北京华亚正信资产评估有限公司关于对深圳证券交易所<关于对北京东方生态新能源股份有限公司现金重大资产购买的问询函>回复之专项核查意见》之盖章页)

资产评估师：

郭秉毅

毕阳鹏

北京华亚正信资产评估有限公司

年 月 日