

关于对《北京东方生态新能源股份有限公司子公司东方新能（北京）企业管理中心（有限合伙）拟支付现金购买资产涉及的北京电投瑞享新能源发展有限公司股东全部权益项目资产评估报告》（华亚正信评报字[2025]第 A22-0003号）

补充说明

北京华亚正信资产评估有限公司

二〇二六年四月

目 录

一、权属资料不全面或者存在瑕疵事项的情形	2
（一）电投瑞享重要合规文件取得情况	2
（二）瑕疵事项对评估价值的影响	9
（三）评估过程中针对瑕疵事项的考虑情况	10
二、评估方法介绍及选取	11
三、收益法预测中相关假设	16
（一）一般假设	16
（二）特殊假设	16
四、收益法预测中相关参数的选取过程	18
（一）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等情况。	18
（二）行业政策变动情况	33
（三）行业竞争情况	35
（四）历史经营情况	36
（五）营业收入的确定过程	38
（六）营业成本的确定过程	48
（七）折现率的确定过程	48
五、评估结论合理性分析	52
（一）评估结论	52
（二）对比资产负债率相近的同行业可比交易案例	55
（三）对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试	56
（四）评估结果公允性分析	57
（五）评估结果合理性分析	58

关于对《北京东方生态新能源股份有限公司子公司东方新能（北京）企业管理中心（有限合伙）拟支付现金购买资产涉及的北京电投瑞享新能源发展有限公司股东全部权益项目资产评估报告》（华亚正信评报字[2025]第 A22-0003 号）

补充说明

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补充说明。

一、权属资料不全面或者存在瑕疵事项的情形

（一）北京电投瑞享新能源发展有限公司（以下简称“电投瑞享”）重要合规文件取得情况

1、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	根据《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025	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），	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	经向项目所在地主管部门咨询，电投瑞享经营
菏泽嘉阳								
漯河鑫能								
瑞灿（西安）								

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
		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)	《) 7号) 第三十条, “.....按照有关规定, 分布式光伏发电免电力业务许可证。”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			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	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, 不属于建设工程规划许可的许可范围, 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”, 电投瑞享子公司经营的分布式光	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
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司								
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)	工商业分布式光伏项目	已取得		已取得				
河北电投浙源								
电投浙源 (临颖县)								
河南省电投浙源								

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
							伏项目不满足申请建筑工程施工许可证的前置条件	

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、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

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
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>
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

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
		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；……”百瑞信托管理的绿享 78 号信托产品不能对外提供担保，相关安排符合现行监管规定，并且百瑞信托仍持有电投瑞享 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。

（二）瑕疵事项对评估价值的敏感性影响

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	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	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%	
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	33,220.18	-2.01%	

序号	评估价值	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	差异率
18					渭南瑞灿投新能源有限公司
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）评估过程中针对瑕疵事项的考虑情况

本次评估过程中，评估机构针对瑕疵事项通过以下几方面予以考虑：

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。具体请参考本说明“一”之“（一）“北京电投瑞享新能源发展有限公司（以下简称“电投瑞享”）重要合规文件取得情

况”。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。

综上，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。

二、评估方法介绍及选取

企业价值评估方法主要有资产基础法、收益法和市场法。

企业价值评估中的资产基础法，是指以被评估单位评估基准日的资产负债表为基础，合理评估企业表内及表外各项资产、负债价值，确定评估对象价值的评估方法。

企业价值评估中的收益法，是指通过将评估单位预期收益资本化或折现，确定评估对象价值的评估方法。收益法常用的具体方法包括股利折现法和现金流量折现法。

企业价值评估中的市场法，是指将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定评估对象价值的评估方法。市场法常用的两种具体方法是上市公司比较法和交易案例比较法。

按照《资产评估执业准则-企业价值》，规定，执行企业价值评估业务，应当根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析收益法、市场法、资产基础法三种基本方法的适用性，选择评估方法。

根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，以及三种评估基本方法的适用条件，本次评估对于各个公司选用相应的评估方法，具体如下：

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	周口阳槐新能源有限公司	光伏项目公司	是	资产基础法、收益法	收益法
12	4级	叶县阳叶新能源有	光伏项目公司	是	资产基础法、	收益法

北京东方生态新能源股份有限公司子公司东方新能（北京）企业管理中心（有限合伙）拟支付现金购买资产涉及的北京电投瑞享新能源发展有限公司股东全部权益项目资产评估报告·补充说明

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			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	光伏项目公司	是	资产基础法、	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
		（临颍县）有限公司			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

（一）投资平台选取资产基础法的理由

1、不选用收益法的理由：

收益法适用的前提条件是：

- （1）被评估对象的未来预期收益可以预测并可以用货币衡量；
- （2）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；
- （3）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。

2、不选用市场法的理由

市场法适用的前提条件是：

（1）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。

（2）公开市场上存在足够数量的相同或类似的可比交易案例；

（3）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。

3、选用资产基础法的理由

资产基础法适用的前提条件是：

- （1）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；
- （2）具备可利用的历史资料；
- （3）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。

（二）项目公司选取资产基础法和收益法的理由

1、选用收益法的理由：

收益法适用的前提条件是：

- （1）被评估对象的未来预期收益可以预测并可以用货币衡量；
- （2）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；
- （3）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。

2、不选用市场法的理由

市场法适用的前提条件是：

- （1）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。
- （2）公开市场上存在足够数量的相同或类似的可比交易案例；
- （3）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。

3、选用资产基础法的理由

资产基础法适用的前提条件是：

- （1）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；
- （2）具备可利用的历史资料；
- （3）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。

三、收益法预测中相关假设

（一）一般假设

1. 交易假设：是假定所有待评估资产已经处在交易过程中，评估师根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价；

2. 公开市场假设：是指资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。公开市场是指一个有众多买者和卖者的充分竞争的市场。在这个市场上，买者和卖者的地位是平等的，彼此都有获得足够市场信息的机会和时间，买卖双方的交易行为都是在自愿的、理智的，而非强制或不受限制条件下进行的；

3. 假设国家现行的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化，本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化；

4. 针对评估基准日资产的实际状况，假设企业持续经营：企业持续经营的假设是指被评估单位在电站资产经济年限内将保持持续经营，并在经营方式上与现时保持一致。

5. 假设和被评估单位相关的赋税基准及税率、政策性征收费用等评估基准日后不发生重大变化；

6. 假设评估基准日后被评估单位的管理层是负责的、稳定的，且有能力担当其职务；

7. 假设被评估单位完全遵守所有相关的法律法规；

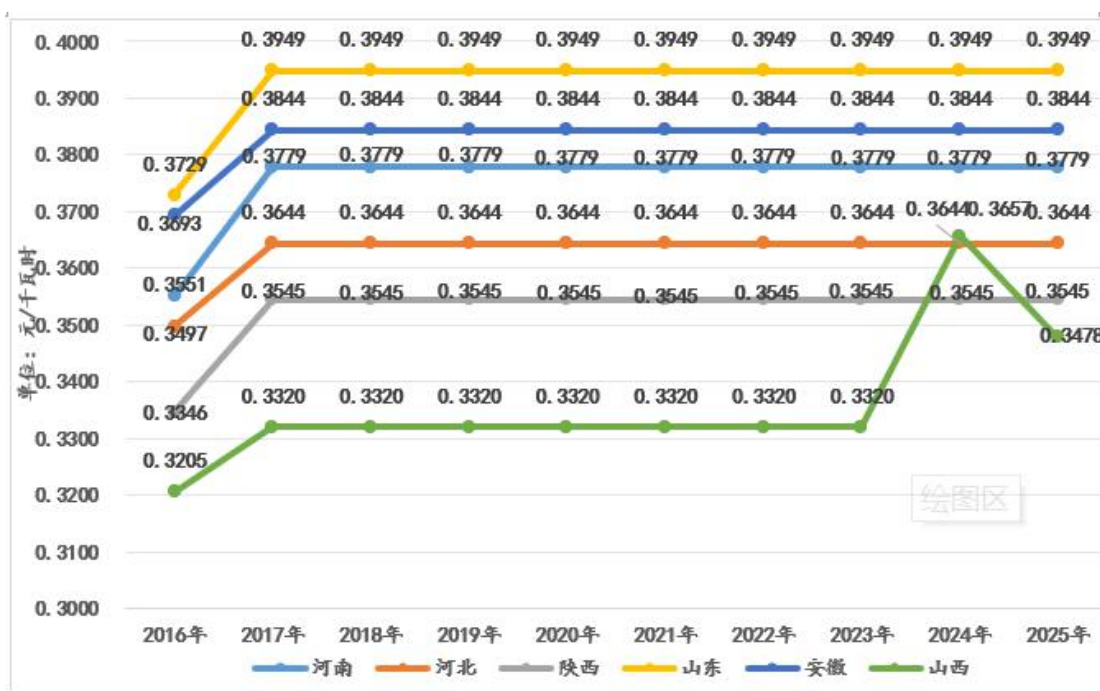
8. 假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响：不可抗力情形主要是指地震、战争、重大疫情、政策突变等情形，为不可预见因素，具有突发性、偶然性、不可控性。资产评估以基准日为价值判断的时间截点，核心是反映资产在特定时点的公允价值，而非对未来长期经营风险的无限担保。由于未来突发事件天然具有不确定性，评估机构在执行项目评估过程中也无法预判相关风险，因此本次通过“假设评估基准日后无不可抗力及不可预见因素对被评估单位造成重大不利影响”。

（二）特殊假设

1. 假设评估基准日后，被评估单位采用的会计政策和编写本评估报告时所采用的会计政策在重要方面保持一致；

2. 假设评估基准日后，被评估单位在现有管理方式和管理水平的基础上，经营范围、方式与目前保持一致；
3. 假设评估基准日后，被评估单位在各年度内均匀获得净现金流；
4. 假设委托人、被评估单位提供的与本次评估相关全部资料真实、完整、合法、有效；
5. 评估人员所依据的对比公司的财务报告、交易数据等均真实可靠；
6. 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；

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。

7. 假设绿证交易未来年度交易价格相对稳定；
8. 假设被评估单位通过租赁方式取得的资产使用权，租赁期到期后仍可以继续租继续使用。

本评估报告的评估结论在上述假设条件下在评估基准日时成立，当上述假设条件

发生较大变化时，签名资产评估师、其他评估专业人员及本评估机构将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

四、收益法预测中相关参数的选取过程

（一）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等情况。

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	-
风	年平均风速	m/s	2.08	-
	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
	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 1.090kg/m³。

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ⅢCC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递减规律，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》（GBT 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（临颍县）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《漯河市临颍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：

临颍，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。临颍属于温带季风气候，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、运营期内弃光/弃风限电情况、历史消纳情况

(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

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）
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。

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
特别项目：漯河鑫能新能源有限公司等3家	<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</p>

标的公司	核心条款
	<p>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>	<ol style="list-style-type: none"> 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。 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)。 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。 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>	<ol style="list-style-type: none"> 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。 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

标的公司	核心条款
	<p>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	<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</p>

标的公司	核心条款
限公司	<p>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。

（二）行业政策变动情况

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	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）	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

（三）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。

（四）历史经营情况

1、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	-

财务指标	2025年10月末	2024年末	2023年末
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。

2、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

项目	2024 年	2025 年
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。

（五）营业收入的确定过程

1、未来年度发电量的预测

（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) 可研报告中数据的合理性分析

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。

2) 运维服务考核小时数的合理性

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。

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。

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C类，折减系数暂取 97%。

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，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%。

⑤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%。

⑥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%。

⑦气候影响停机

本风电场暂取气候影响停机折减系数为 97%。

⑧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%。

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 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%	-

序号	折减因素	折减值	备注
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%	-
8	风资源不确定性	98%	-
9	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	-

⑩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
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

项目	单位	数值	备注
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
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

项目	可研报告	初设报告	技术尽调报告
	2.2MW	3.3MW	2.8MW&3.85MW
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。

综上所述，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、上网电量及限电率作为未来发电量的预测依据。

2、组件衰减率分析

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，因此评估时采用可行性研究报告及运维合同相关的衰减率。

3、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。

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。

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	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）	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（市场电价）
				<p>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>		
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
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)	<p>1、电量规模：分布式光伏和分散式风电 100%</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	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)	<p>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。</p> <p>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。</p>	0.3545	0.3500

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.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.		
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

(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）。另外，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）。

（六）营业成本的确定过程

被评估单位营业成本主要包括折旧摊销费、运维费、保险费、租金费、安全生产费、咨询和劳务费和其他。预测情况如下：

折旧摊销费：本次评估根据企业各类资产账面原值，按照被评估单位现行会计政策，在收益期内应计提的折旧或者摊销金额对营业成本中的折旧摊销进行预测。

运维费：主要是被评估单位为保持电站可持续良好安全的运行所发生的运维费用，本次评估按照被评估单位与委托运维公司签署的运维合同进行预测。随着光伏组件、风电机组运行年限增长，关键部件逐渐老化，故障率上升，导致维修频率和更换成本增加，因此运维费逐年上涨。

保险费：保险费主要参考已签定的保险合同约定的保险项目及费率来确定。

安全生产费：根据财政部、应急部关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知财资(2022)136 号文件规定进行预测。

租金费：租金费主要为发电设备场地租赁费用，根据企业签订的租赁合同预测。

咨询和劳务费：咨询和劳务费主要为各个项目公司应承担平台公司各项成本费用而缴纳的上级管理费以及日常经营过程中发生的零星咨询费，本次评估按照历史年度实际发生额，结合企业未来发展情况进行合理预测。

其他费用：其他费用主要参考历史年度实际发生额，结合企业未来发展情况进行合理预测。

（七）折现率的确定过程

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：

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D + E} + K_d \times \frac{D}{D + E} \times (1 - T)$$

其中：K_e：权益资本成本

E：权益的市场价值

K_d：债务资本成本

D：付息债务的市场价值

T：所得税率

2、计算权益资本成本时，我们采用资本资产定价模型（CAPM）。

CAPM模型公式：

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

其中：R_f为无风险报酬率

ERP 为市场风险溢价

R_c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：

光伏项目可比公司

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

风电项目可比公司

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 K_e 的确定

A. 无风险收益率 R_f 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：

$$\beta_L = \beta_U \times \left[1 + (1 - T) \times \frac{D}{E} \right]$$

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：

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

③ 债务资本成本 K_d 的确定

按行业的贷款利率确定， K_d 取3.50%。

④ 加权平均资本成本的确定

按照 $WACC = K_e \times \frac{E}{D+E} + K_d \times \frac{D}{D+E} \times (1-T)$ 公式计算，各年度 WACC

结果如下：

项目公司	2025年11-12月	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年及以后
漯河鑫能	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%
菏泽嘉阳	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%	5.92%
洛川赋阳	6.21%	6.21%	6.21%	6.21%	6.21%	6.21%	5.92%
商丘阳丘	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
驻马店阳驿	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
宜阳阳源	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
周口阳槐	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
叶县阳叶	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
新蔡县阳源	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
泰安汇阳	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%	5.92%
宁阳丰阳	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
瑞灿西安	6.21%	6.21%	6.21%	6.21%	6.21%	6.21%	5.92%
瑞灿西安长安区	6.66%	6.66%	6.43%	6.43%	6.43%	6.21%	5.92%
瑞灿西安鄠邑区	6.66%	6.66%	6.43%	6.43%	6.43%	6.21%	5.92%
瑞灿蓝田县	6.66%	6.66%	6.43%	6.43%	6.43%	6.21%	5.92%
瑞灿西安高陵区	6.66%	6.66%	6.43%	6.43%	6.43%	6.21%	5.92%
瑞灿西安临潼区	6.66%	6.66%	6.66%	6.43%	6.43%	6.43%	5.92%
渭南瑞灿	6.66%	6.66%	6.66%	6.43%	6.43%	6.43%	5.92%
山西天辰	6.97%	6.97%	6.97%	6.75%	6.75%	6.75%	6.75%
河北电投	6.66%	6.66%	6.51%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%
电投浙豫	6.66%	6.66%	6.66%	6.28%	6.28%	6.28%	5.92%
河南省电投	6.66%	6.66%	6.51%	6.28%	6.28%	5.92%	5.92%

注：各项目公司各期折现率不同主要是各项目公司并网时间不同而导致所得税优惠政策对应的期限不同，从而导致所得税率不同。

五、评估结论合理性分析

（一）评估结论

截至评估基准日，在满足评估假设的前提下，采用资产基础法评估，北京电投瑞

享新能源发展有限公司总资产账面价值为 97,449.25 万元，评估价值为 110,827.45 万元，评估增值 13,378.20 万元，增值率为 13.73%；总负债账面价值为 76,926.69 万元，评估价值为 76,926.69 万元，评估无增减值；净资产账面价值为 20,522.57 万元，评估价值为 33,900.77 万元，评估增值 13,378.20 万元，增值率为 65.19 %。

评估结果详见下列评估结果汇总表：

资产评估结果汇总表

评估基准日：2025 年 10 月 31 日

金额单位：人民币万元

项目	账面价值	评估价值	增减值	增值率%
	A	B	C=B-A	D=C/A×100%
流动资产	34,467.05	34,467.05	-	-
非流动资产	62,982.21	76,360.41	13,378.20	21.24
其中：长期股权投资	62,963.31	76,337.06	13,373.75	21.24
固定资产	10.16	11.40	1.25	12.26
无形资产	8.73	11.94	3.21	36.73
资产总计	97,449.25	110,827.45	13,378.20	13.73
流动负债	76,926.69	76,926.69	-	-
非流动负债	-	-	-	-
负债总计	76,926.69	76,926.69	-	-
净资产（所有者权益）	20,522.57	33,900.77	13,378.20	65.19

各个项目公司资产基础法及收益法评估结果差异情况及结论的选取：

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	商丘阳丘新能源有限公司	2,549.80	564.24	1,820.00	222.56%

北京东方生态新能源股份有限公司子公司东方新能（北京）企业管理中心（有限合伙）拟支付现金购买资产涉及的北京电投瑞享新能源发展有限公司股东全部权益项目资产评估报告·补充说明

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
5	伏项目	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）能源有限公司	14,584.30	7,843.49	18,140.00
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）新能源有限公司		889.89	769.41	1,450.00	88.46%
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	电投浙瑞项目	河北电投浙源新能源有限公司	1,241.99	879.12	2,080.00	136.60%
21		电投浙豫新能源（临颖县）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%

1、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。

2、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、风电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。

(二) 对比资产负债率相近的同行业可比交易案例

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	7.07	佛山晟世: 79.71% 中山晟迪:	2023年8 月31日	142.53%

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
		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		57.61%		
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。

（三）对上网电价、年发电小时数等重要参数进行敏感性测试

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%

（四）评估结果公允性分析

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。

（五）评估结果合理性分析

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。

（本页为《关于对<北京东方生态新能源股份有限公司子公司东方新能（北京）企业管理中心（有限合伙）拟支付现金购买资产涉及的北京电投瑞享新能源发展有限公司股东全部权益项目资产评估报告>（华亚正信评报字[2025]第 A22-0003 号）补充说明》签字盖章页）

资产评估师：

资产评估师：

资产评估机构：北京华亚正信资产评估有限公司

二〇二六年四月