

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
及的海城锐海新能风力发电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 A22-0002 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）海城锐海重要合规文件取得情况	2
（二）未取得完整合规文件的项目情况及影响	3
（三）瑕疵事项对评估价值的影响	4
（四）评估过程中针对瑕疵事项的考虑情况	5
二、收益法预测中相关假设	6
（一）一般假设	6
（二）特殊假设	6
三、收益法预测中相关参数的选取过程	8
（一）行业政策变动情况	8
（二）历史运营情况	9
（三）所在地历史弃风限电情况及电网消纳能力	9
（四）行业竞争情况	13
（五）营业收入的确定过程	14
（六）营业成本的确定过程	24
（七）折现率的确定过程	25
四、评估结论合理性分析	28
（一）评估结论	28
（二）对比资产负债率相近的同行业可比交易案例	30
（三）对上网电价、发电小时数等重要参数进行敏感性测试	31
（四）评估结果公允性分析	32
（五）评估结果合理性分析	33

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海城锐海新能风力发电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 A22-0002 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）海城锐海新能风力发电有限公司（以下简称“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

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
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，既无人居住也无人办公，不要求办理施工许可				
压覆矿产资源审查	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：

单位：MW、万元

项目名称	批复装机容量	实际装机容量	净资产账面价值	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。

（三）瑕疵事项对评估价值的影响

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。

（四）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。

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、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；

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。

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。

三、收益法预测中相关参数的选取过程

（一）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。

（二）历史运营情况

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：

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。

（三）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。

海城市主要的 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
2	海城变	180+180	177	49.17

3	牛庄变	180+180	174.6	48.5
4	英落变	180+180	185	51.3

海城市辖区主要的 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
2	唐王变	31.5+31.5	7.9	12.53
3	感王变	20+20	17.1	42.75
4	英北变	40+40	44.9	56.1
5	华子峪变	40+20	17.7	29.5
6	前英变	5+10	8.3	55.33
7	兴英变	20+20	17.3	43.25
8	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：MW，MVA，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。

（四）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。

（五）营业收入的确定过程

1、年发电小时数及发电量的确定

（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，技术尽调报告针对 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%

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
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	MW h	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	MW h	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 SL1500/89/H100	SL2500/141/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	\

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
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
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	\

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
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,因此技术尽调报告采用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。

技术尽调报告采用 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.

技术尽调报告采用 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%。

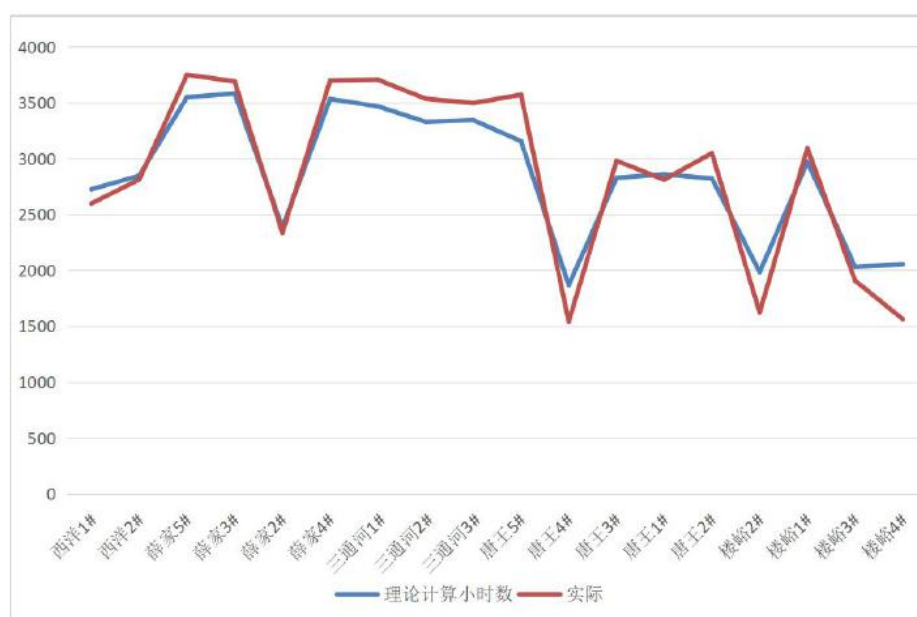


图 2 理论计算小时数与实际运行小时数对比图

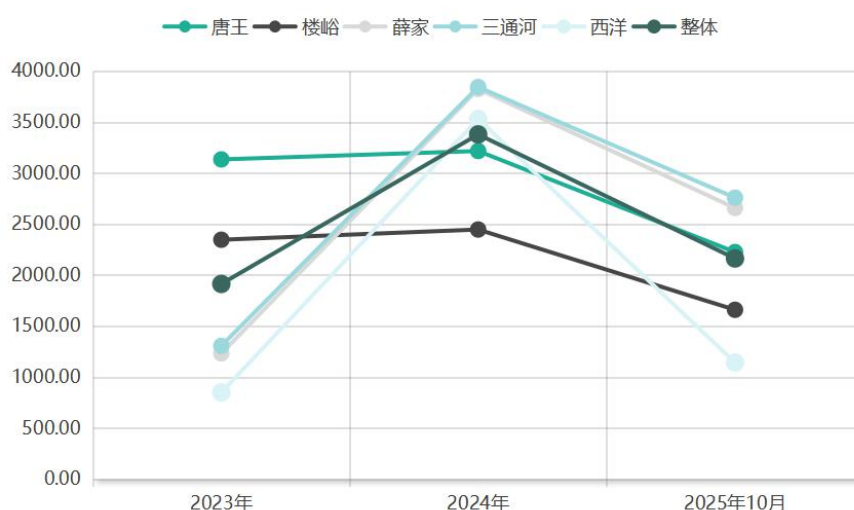
(5) 报告期内的实际年发电小时数、《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调

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如下：

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
薛家风电场	-	1,184.57	3,681.90	3,264.96	3,261.10	3,261.10
三通河风电场	-	1,239.58	3,659.51	3,311.79	3,379.00	3,379.00

海城分散式风电场小时数汇总（单位：h）



① 报告期年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。

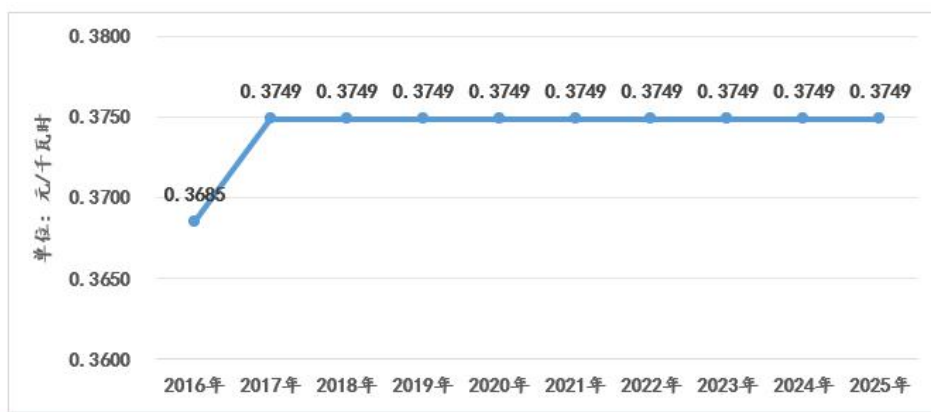
海城锐海未来年度预计年发电小时数预测以各风电场稳定运营期的历史实际数据为核心基准，参考《海城 41MW 分散式风电项目技术尽职调查报告》，既合理区分了偶发设备波动与长期风资源禀赋，避免因短期异常数据低估发电潜力，又贴合东北地区风电行业基准，未脱离区域资源实际。

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》年发电小时数及年发电量作为未来预测数据。

2、上网电价的确定

根据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，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。

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。

（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我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。

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，因此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。

（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、材料费、安全生产费和其他费用等。预测情况如下：

1、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。

2、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。

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，未来的增长情况参考可研中修理费用增长率。

3、保险费：保险费一般包含财产一切险、机器损坏险、营业中断险等，保险费一般以风电机组原值为基础计费，本次保险费率参照可行性研究报告中参数确定。

4、材料费：材料费主要为风电机组运维过程中涉及的备品备件等金额相对较高超出运维合同中包含的材料费，本次材料费参照可行性研究报告并结合实际情况综合分析确定。

5、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。对于该项费用，由于为计提性质，在成本预测其他项目时已经考虑各项费用支出，因此计提的安全生产费用在现金流计算过程中加回考虑。

6、其他费用：其他费用主要为除了上述费用外其他不可预见费用，本次参照可行性研究报告并结合实际情况综合分析确定。

（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：

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：

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

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：

$$\begin{aligned} K_e &= R_f + \beta \times ERP + R_c \\ &= 8.78\% \end{aligned}$$

当所得税率为25.00%时：

$$\begin{aligned} K_e &= R_f + \beta \times ERP + R_c \\ &= 8.66\% \end{aligned}$$

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

结果如下：

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%

四、评估结论合理性分析

（一）评估结论

1、资产基础法评估结果

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，海城锐海新能风力发电有限公司总资产账面价值为 34,116.63 万元，评估价值为 33,722.09 万元，减值额为 394.54 万元，减值率为 1.16%；总负债账面价值为 33,066.99 万元，评估价值为 33,066.99 万元，评估无增减值；净资产账面价值为 1,049.65 万元，股东全部权益评估价值为 655.11 万元，减值额为 394.54 万元，减值率为 37.59%。

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	4,579.08	4,579.08	-	-
非流动资产	29,537.56	29,143.02	-394.54	-1.34
其中：固定资产	29,304.62	28,820.10	-484.52	-1.65
使用权资产	48.15	48.15	-	-
无形资产	184.78	274.76	89.98	48.70
资产总计	34,116.63	33,722.09	-394.54	-1.16
流动负债	9,157.50	9,157.50	-	-
非流动负债	23,909.49	23,909.49	-	-
负债总计	33,066.99	33,066.99	-	-
净资产（所有者权益）	1,049.65	655.11	-394.54	-37.59

资产基础法评估结果详细情况见评估明细表。

2、收益法评估结果

截至评估基准日，海城锐海新能风力发电有限公司在评估基准日2025年10月31日持续经营的前提下，经审计后的企业账面净资产为1,049.65万元，采用收益法评估的股东全部权益价值为1,430.00万元。较所有者权益账面值1,049.65万元增值380.35万元，增值率为36.24%。

3、两种方法评估结果差异分析及最终结果的选取

（1）差异分析

采用收益法评估得出的股东全部权益价值为1,430.00万元，资产基础法评估得出的股东全部权益价值为655.11万元，两者相差774.89万元，差异率为118.28%。两种评估方法差异的主要原因是：

1)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；

2)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。

综上所述，从而造成两种评估方法产生差异。

（2）评估结果的选取

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。具体如下：

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，再加之近年来风电设备价格持续下跌，从而导致资产基础法评估结果出现减值。

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，该方面发挥的作用远大于资产基础法内各类资产本身的价值，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，也会造成收益法评估结果高于资产基础法评估结果。

综上所述，我们认为收益法评估结果更能反映被评估单位风电项目资产与负债价值，因此以收益法评估结果作为本次评估的最终结论。由此得到被评估单位资产评估基准日股东全部权益价值为 1,430.00 万元。

本次评估的评估对象为股东全部权益，未考虑具有控制权的溢价、缺乏控制权的折价及股权流动性等特殊交易对股权价值的影响。

（二）对比资产负债率相近的同行业可比交易案例

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	125.00	79.30%	2024-08-31	86.53%

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
		任公司 100%股权				
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，海城锐海本次评估价格对应评估增值率介于同行业可比交易值之间，本次评估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%	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%

（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

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。

（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海城锐海新能风力发电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 A22-0002 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