关于《关于华泰三峡清洁能源封闭式基础设施证券投资基金上市及华泰资管-三峡清洁能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》的答复

上海证券交易所：

华泰证券（上海）资产管理有限公司已收到《关于华泰三峡清洁能源封闭式基础设施证券投资基金上市及华泰资管-三峡清洁能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》（20251219R0015），经认真研究相关反馈意见，结合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所资产支持证券业务规则》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》等有关法律法规及有关规章的规定，答复如下：

一、主要反馈问题

（一）关于发电量

1.关于发电量波动。根据申报材料，庄河Ⅲ海上风电项目（以下简称本项目）报告期内实际发电量分别为 69,578.66 万千瓦时、69,123.90 万千瓦时、65,593.95 万千瓦时和 29,607.11 万千瓦时，理论发电小时数分别为 2,357.96h、2,379.95h、2,311.86h 和 1,036.91h，弃风率分别为 1.25%、2.80%、5.04%和 4.44%。请管理人补充披露或说明下列事项：

（1）本项目历年实际发电量和理论发电小时数的波动率、方差、标准差等统计指标。

答复：

经统计庄河III海上风电项目自 2020 年 11 月 25 日全容量并网后，2021-2025 年 5 个完整年度的实际发电量、理论发电小时数等运营数据，计算得出：实际发电量的均值为 66,113.88 万 kW·h，方差为 53,182,085.37，标准差为 7,292.60，波动率为 11.03%；理论发电小时数的均值为 2,295.80h，方差为 35,770.13，标准差为 189.13，波动率为 8.24%。

具体数据详见下表：

表 1：庄河Ⅲ海上风电项目运营数据及其波动情况

单位：万 kW·h、h

年份	实际发电量		理论发电小时数	
	数值	同比	数值	同比
2021 年	73,786.45	-	2,492.51	-

年份	实际发电量		理论发电小时数	
	数值	同比	数值	同比
2022 年	69,578.66	-5.70%	2,357.96	-5.40%
2023 年	69,123.90	-0.65%	2,379.95	0.93%
2024 年	65,593.95	-5.11%	2,311.86	-2.86%
2025 年	52,486.45	-19.98%	1,936.70	-16.23%
波动率	11.03%		8.24%	
方差	53,182,085.37		35,770.13	
标准差	7,292.60		189.13	

2021-2025 年，庄河III海上风电项目的实际发电量和理论发电小时数均呈波动下行趋势。受弃风等因素影响，实际发电量的波动率高于理论发电小时数的波动率。

（2）根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》（以下简称《审核关注事项》）第二十四条相关规定，结合对区域自然条件、电网调度政策、供需关系、同区域或同类型项目的历史运行数据（如有）等的分析，充分说明实际发电量下降的原因，是否符合行业惯例，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

自全容量并网以来，庄河III海上风电项目实际发电量呈逐年下降趋势。发电量下降的主要原因包括：1）区域风资源周期性波动，项目理论发电小时数同步走低，为主导影响因素；2）电力供需不平衡，弃风率抬升，为次要影响因素。庄河III海上风电项目发电量波动情况与同区域其他海上风电项目运营特征接近，符合行业惯例。

表 2：庄河III海上风电项目历史实际发电量波动原因

单位：万 kW·h

因素	2022 年		2023 年		2024 年		2025 年	
	电量	占比	电量	占比	电量	占比	电量	占比
实际发电量	69,578.66		69,123.90		65,593.95		52,486.45	
实际发电量变动	-4,207.79	100.00%	-454.76	100.00%	-3,529.95	100.00%	-13,107.50	100.00%
因弃风产生的变动	-187.46	4.46%	-1,111.77	244.47%	-1,495.36	42.36%	-1,897.79	14.48%
因风资源产生的变动	-4,020.33	95.54%	657.01	-144.47%	-2,034.59	57.64%	-11,209.71	85.52%

注 1：因弃风产生的变动＝上年因弃风导致的电量损失－当年因弃风导致的电量损失；
注 2：因风资源产生的变动＝上年理论发电量－当年理论发电量。

具体分析如下：

实际发电量＝理论发电量－因弃风产生的电量损失＝发电机组并网容量×理论发电小时数×（1－弃风率）。

其中：1）理论发电小时数是指在具备运行条件下，风电场风力发电机组满负荷运行的小时数，主要受自然条件（风力资源）影响；2）弃风是指当用电需求小于发电供应能力时，根据电网调度要求，发电量低于发电设备的额定能力，导致弃风的情形。弃风率主要受电网调度政策、电力供需关系等多重因素影响。

1）区域自然条件对理论发电量的影响

区域自然条件主要指风力资源，场站的风速水平及空气密度均会影响理论发电小时数，其中风速水平是导致理论发电量波动的主要因素。

（a）历史风速、空气密度和理论发电小时数情况

表 3：场站历史风速、空气密度和理论发电小时数情况

单位：m/s、kg/m^3、h

年份	平均风速		空气密度		理论发电小时数	
	数值	同比变动	数值	同比变动	数值	同比变动
2021 年	5.85	-	1.29	-	2,492.51	-
2022 年	5.57	-4.79%	1.25	-3.10%	2,357.96	-5.40%
2023 年	5.47	-1.80%	1.24	-0.80%	2,379.95	0.93%
2024 年	5.43	-0.73%	1.24	0.00%	2,311.86	-2.86%
2025 年	5.09	-6.26%	1.24	0.00%	1,936.70	-16.23%

自全容量并网以来，庄河III海上风电项目区域空气密度整体较为稳定，但平均风速及理论发电小时数存在周期性波动，具体变化趋势如下图所示：

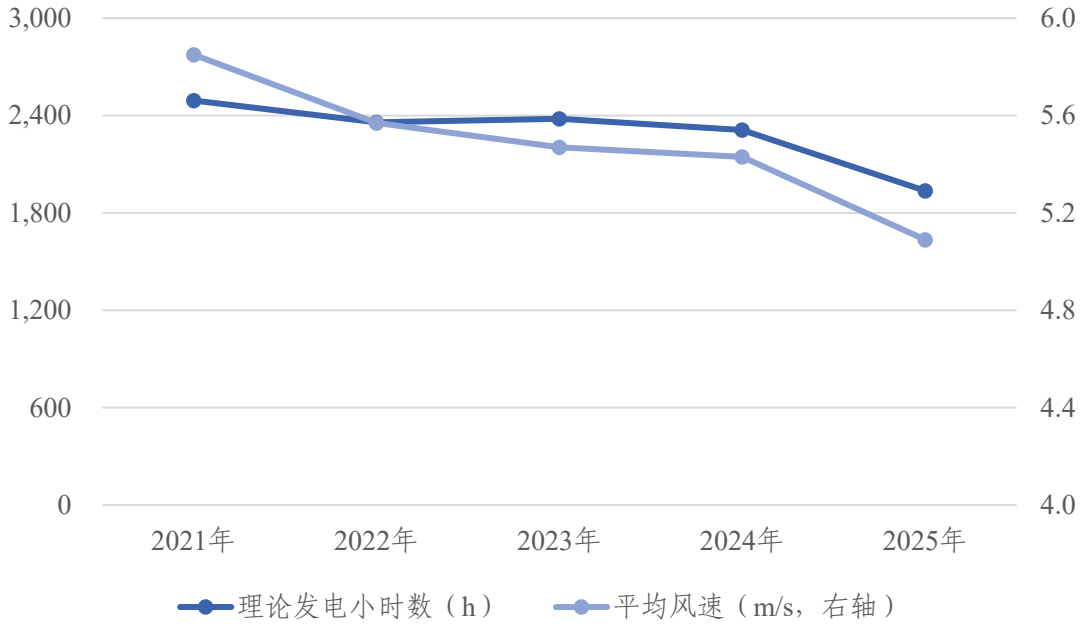


图 1：庄河III海上风电项目风速与理论发电小时数情况

（b）风速与理论发电量的关系

理论发电量主要取决于机组输出功率，核心受风力资源影响，其关键量化指标为风功率密度，二者呈正比关系。在空气密度恒定条件下，风功率密度与风速的三次方成正比关系，即风机理论功率与风速的三次方成正比关系。由于庄河III海上风电项目场站历史平均空气密度整体表现平稳，因此庄河III海上风电项目的发电量主要受风速水平影响。具体如下：

风功率密度计算公式为：$P=（1/2）\times\rho\times v^3$

风机理论功率计算公式为：$W=P\times A=（1/2）\times\rho\times A\times v^3$

其中，P 为风功率密度，W 为风机理论功率，ρ 为空气密度，v 为风速，A 为叶轮扫风面积。

空气密度在风机有效运行区间内，风速、风功率密度与发电功率呈现典型分段特性，如下图所示：

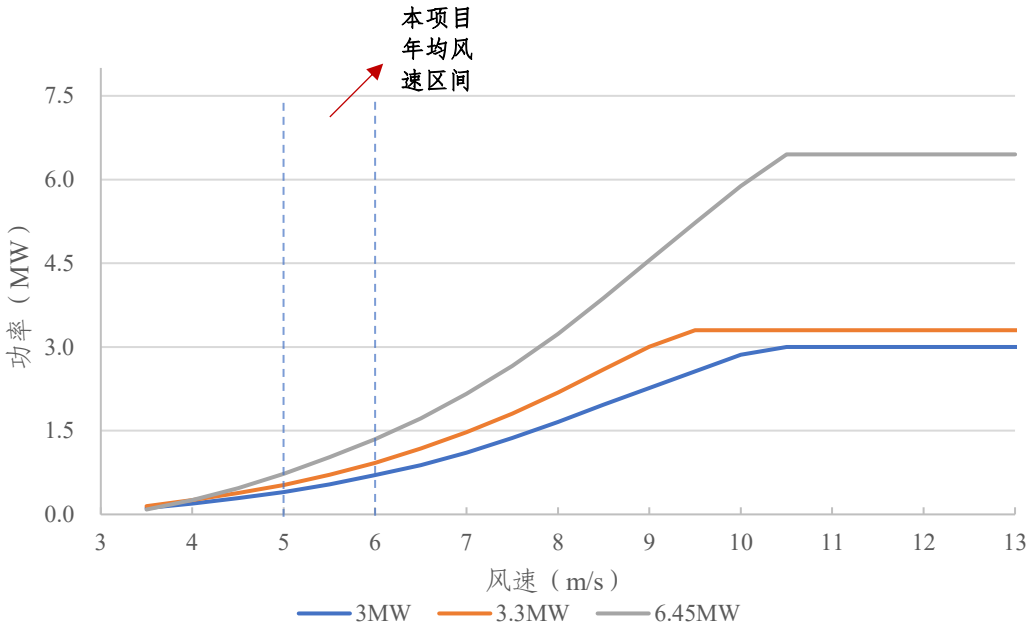


图 2：不同机组在现场空气密度（1.237kg/m³）下的功率曲线

a）切入风速以下，风能不足以克服机组启动阻力，风功率密度较低，风机输出功率为 0；

b）切入风速至额定风速区间，风功率密度随风速三次方快速提升，风机捕获风能同步增加，发电功率与风功率密度近似成正比，即与风速三次方近似正比增长；

c）额定风速以上，受机组额定容量、结构强度及变桨控制限制，即使风功率密度随风速继续增大，发电功率仍稳定在额定功率不再上升[1]。

（c）庄河Ⅲ海上风电项目风速与理论发电量的关系

自全容量并网以来，庄河III海上风电项目场年平均风速在5－6m/s区间，处于风机切入风速与额定风速之间。该区间内风机发电功率（代表理论发电小时数）与风功率密度成正比，即与风速的三次方呈正比关系。

综上，2021—2025 年，随着场区平均风速下降，庄河III海上风电项目理论发电小时数同步呈下降趋势，且理论发电小时数降幅显著高于风速降幅。

2）供需关系、电网调度政策对实际发电量的影响

实际发电量为理论发电量扣除弃风损失后的电量，弃风率高低直接取决于区域电力供需平衡状态。

（a）历史弃风情况

全容量并网以来，庄河III海上风电项目的弃风率呈现上升趋势，具体如下表所示：

表 4：庄河Ⅲ海上风电项目全容量并网以来的弃风情况

单位：万 kW·h

项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
因弃风产生的电量损失	689.74	877.20	1,988.97	3,484.33	5,382.12

[1] 为简化处理，此处不考虑风速超出切出阈值时，为保障设备安全，机组停机功率归零的情形，上图同。

项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
弃风率	0.93%	1.25%	2.80%	5.04%	9.30%

庄河III海上风电项目历史弃风率逐年上升与辽宁省电力供需形势和系统调节能力面临阶段性挑战等因素有关。近年来，辽宁省各类能源装机规模不断提升，特别是新能源装机实现跨越式发展，为保障电网运行稳定，在新能源大发时段，可能出现电网调度降低新能源场站出力的情形，造成弃风现象。

以下分别结合供需关系、电网输送容量、调度政策等因素，具体分析各因素对庄河III海上风电项目弃风情形的影响：

（b）供需关系

从电力供需关系来看，近年来辽宁省新能源装机规模持续快速增长，叠加区域电力供需结构失衡，对新能源消纳形成一定制约。2023-2025 年，庄河III海上风电项目年均约 91%的发电量在辽宁省内实现消纳，剩余约 9%发电量通过省间电力交易实现外送消纳，外送电量主要以山东省为受端省份。

a）辽宁省新能源装机快速增长

根据辽宁电力市场信息报告及公开资料整理，“十四五”期间（2021-2025 年），辽宁省新能源装机相比“十三五”末期增长 1.72 倍，约合年化增长率 28%，远高于同期全社会用电量的年化增长率 3%。但全省仍常年存在一定用电缺口，且缺口呈现小幅扩大趋势，需要通过省间联络线路从东北电网其他区域（黑龙江省、吉林省和内蒙古东部区域）受入，核心源于区域电力供需结构不平衡。

表 5：辽宁省全社会用电量及发电量情况

单位：亿 kW·h

年份	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
全社会用电量	2,576.00	2,551.00	2,663.00	2,733.00	2,899.25[2]
发电量	2,257.58	2,256.78	2,362.91	2,379.37	2,507.82
用电缺口	318.42	294.22	300.09	353.63	391.43
全社会用电量复合增长率	3.00%				

数据来源：国家统计局、《2024 年中国电力统计年鉴》、辽宁电力交易中心有限公司

截至 2025 年末，辽宁省全口径发电装机容量 9,140 万千瓦，其中，水电装机 486 万千瓦，占比 5.31%；火电装机 4,225 万千瓦，占比 46.23%；核电装机 671 万千瓦，占比 7.34%；风电装机 2,203 万千瓦，占比 24.10%；太阳能装机 1,555 万千瓦，占比 17.01%。

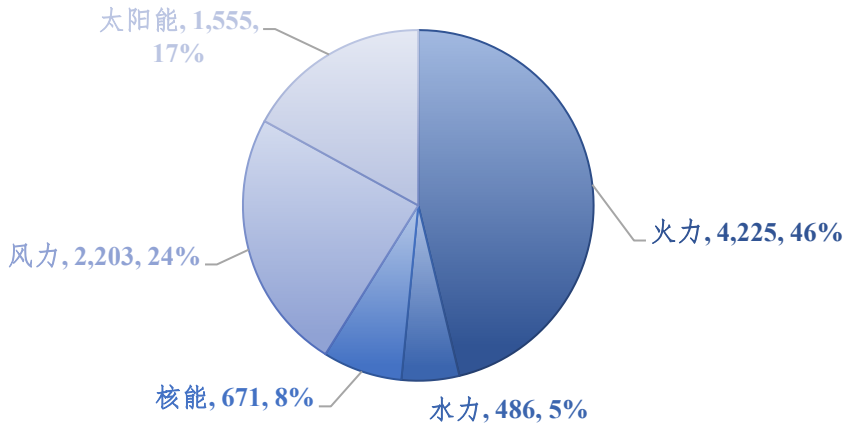


图 3：2025 年末辽宁省装机规模与结构（单位：万千瓦）

数据来源：辽宁电力交易中心有限公司

[2] 2025 年数据由辽宁电力交易中心有限公司提供或计算，可能与最终国家统计局公布的略有差异。

辽宁省存在较高比例的新能源装机规模，而新能源发电出力具有天然波动性与不确定性，为保障电力系统安全稳定运行，在通过调度火电等灵活性调节电源后，若区域用电需求仍无法得到满足，则需通过跨省区受电方式填补用电缺口。辽宁省虽存在局部时段用电缺口，但整体电力供应相对充裕，电力供大于求系制约区域新能源消纳的核心因素。

此外，辽宁省内火电机组以热电联产机组为主，该类机组同时承担电力保供与民生供暖双重职能，属于热电绑定、以热定电的刚性出力电源。供暖期内，为保障民生供热需求，火电机组需保持较高出力水平，系统调峰能力受到显著压缩；而冬季亦为东北地区大风多发季节，风电出力整体偏高，火电刚性出力与新能源大发形成叠加效应，进一步加剧区域新能源消纳压力。

b）外送地区供需关系分析

山东省为庄河III海上风电项目年外送消纳的主要受端省份。山东省作为我国北方经济大省，用电负荷基数庞大且增长稳定。2021-2025 年期间，山东省常年存在接近 2,000 亿 kW·h 的用电缺口，全社会用电量复合增长率达 4.10%，旺盛且持续增长的电力需求为其接受外来电力提供了坚实的市场基础。尤其在夏季降温负荷、冬季采暖负荷高峰时段，以及非午间时间段，山东省对稳定电力的需求尤为迫切。

表 6：山东省全社会用电量及发电量情况

单位：亿 kW·h

年份	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
全社会用电量	7,382.50	7,559.20	7,965.60	8,319.70	8,670.70[3]
发电量	5,808.00	5,722.60	5,915.70	6,055.90	6,982.60
用电缺口	1,574.50	1,836.60	2,049.90	2,263.80	1,688.10
全社会用电量复合增长率	4.10%				

数据来源：国家统计局、《山东省统计年鉴》、山东电力交易中心有限公司

与辽宁省情况类似，山东省虽存在较大用电缺口，但由于具有较高比例的新能源装机，同样面临区域电力供需结构不平衡的问题。根据国家统计局及山东电力交易中心有限公司公开披露信息，截至 2025 年末，山东省电力装机总规模达 25,754.61 万千瓦，其中光伏装机规模 9,343.90 万千瓦，占总装机规模的比例约为 36.28%；风电装机规模约 3,011.5 万千瓦，占总装机规模的比例约为 11.69%。

跨区受电通道为缓解山东省发用电结构不平衡的关键举措，而依托辽宁省新能源以风电为主、山东省新能源以光伏为主的发电结构互补性，结合鲁固直流输电通道及山东省持续增长的电力需求，将为庄河III海上风电项目的电量消纳提供重要支撑与补充。

（c）电网输送容量

庄河III海上风电项目位于辽宁省大连市庄河海域，项目所发电力经联络线路依次通过冷家变电站（简称“冷家变”）及

[3] 2025 年数据由山东电力交易中心有限公司提供或计算，可能与最终国家统计局公布的略有差异。

黄海变电站（简称“黄海变”），进而接入辽宁电网。辽宁电网通过东北电网内部 500kV 交流主网架，与黑龙江省、吉林省和内蒙古东部区域实现电量互济。东北电网整体富余电力可通过高岭直流背靠背工程与华北电网实现跨区互联，并依托扎鲁特—青州±800kV 特高压直流（简称“鲁固直流”）向山东省实现跨区外送。



图 4：辽宁电网主要网络通道示意图（截至 2024 年）

a）庄河海域电网输送通道情况

截至 2025 年末，庄河海域已投运海上风电项目并网规模为 149.76 万千瓦，该等海上风电项目均通过冷家变及黄海变并入辽宁电网主网。其中，冷家变输送容量为 150 万千瓦，足以满足当地海上风电送出需求；黄海变是辽南电网枢纽与庄河海上风电集群核心汇集站，主变容量 2×1,000MVA，目前输送容量充裕。根据项目公司访谈了解，随着区域内新能源并网增加，黄海变可能进行主变压器扩容增容，提升全站输电容量上限，

从而加强新能源接纳能力，为储能、抽蓄、新增海上风电并网提供网架保障，推动辽宁半岛东部新能源集约化开发。

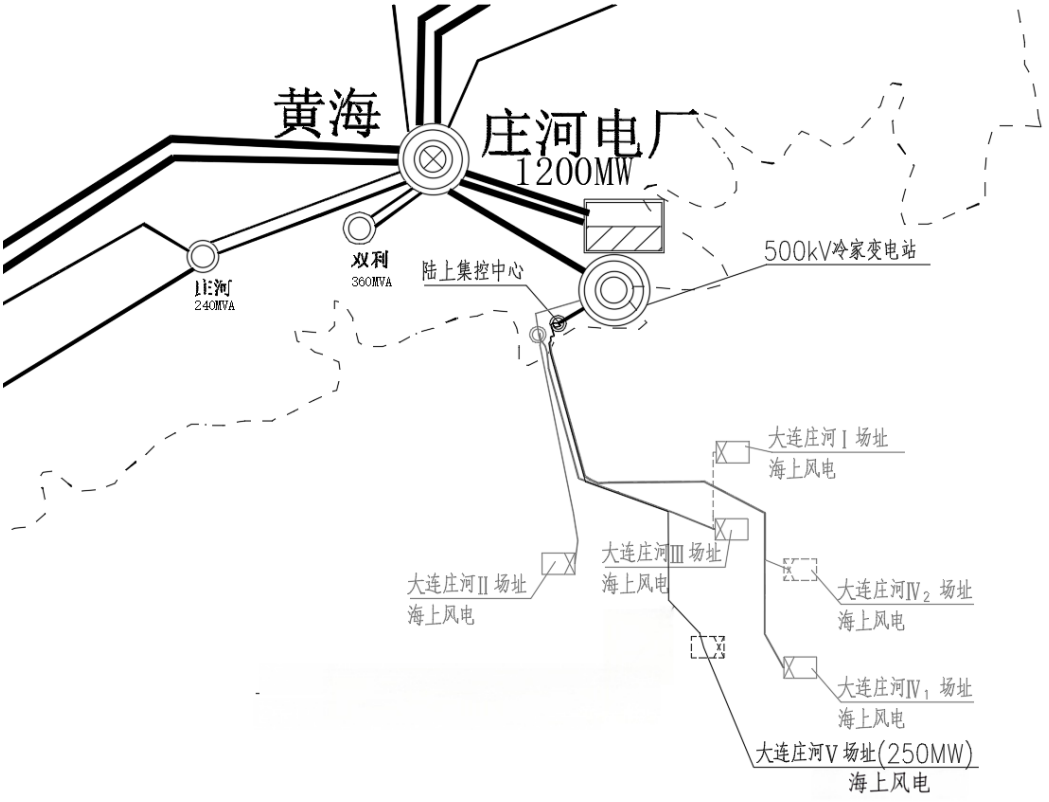


图 5：庄河海域已投运海上风电项目送出通道示意图[4]

b）辽宁省及东北电网外送通道情况

历史上，庄河III海上风电项目依托东北电网内部 500kV 交流主网架、高岭直流背靠背工程及鲁固直流工程实现电量外送消纳。其中，鲁固直流工程作为我国东北地区首条特高压外送通道，是庄河III海上风电项目电量外送的主要通道，其受端地为山东省。

[4] 图片仅用于区位示意。

东北电网内部 500kV 交流主网架（黑吉辽蒙东互联）：东北电网覆盖辽宁、黑龙江、吉林三省及内蒙古东部地区。东北电网主网架以 500kV 交流系统为主体，形成以哈尔滨、长春、沈阳为核心枢纽的多环网、强互联骨干网架，实现省内电力平衡与省间电力互济。

高岭直流背靠背工程（辽宁－华北）：高岭直流背靠背换流站位于辽宁绥中，2008 年一期、2012 年扩建投运，总设计容量 300 万千瓦（4×750MW），直流电压±125kV，是东北—华北电网非同步联网唯一直流通道，为辽宁提供 300 万千瓦级外送华北的稳定通道。

鲁固直流（东北电网－山东）：鲁固直流是东北电网目前唯一特高压外送通道，额定容量 1,000 万千瓦，全长 1,234 公里，2017 年底投运，年设计送电量 550 亿 kW·h，主要汇集东北三省一区火电与新能源电力外送山东，是庄河III海上风电等项目实现跨区消纳的重要战略通道。

综上，庄河III海上风电项目电力经冷家变、黄海变接入辽宁电网主网，相关变电站接入容量充足、送出通道可靠。项目电力可通过利用鲁固直流、高岭直流背靠背、东北电网 500kV 交流主网架等跨区外送通道实现跨省消纳，现阶段区域电网整体输送能力不会对项目发电量产生不利影响。

（d）电网调度政策

《辽宁省电力市场运营规则及配套实施细则（试行4.0版）》规定，调度机构按新能源消纳能力与系统安全约束，编制新能源发电计划，消纳困难时段可实施有序调控。庄河III海上风电项目需要严格服从电网调度机构的指挥，迅速、准确执行调度指令。电网调度政策对庄河III海上风电项目实际发电量的具体影响如下：

a）辽宁省电网调度遵循公开、公平、公正的原则，绿色电力处于优先地位

《东北区域电力并网运行管理实施细则》（东北监能市场〔2024〕41 号）规定，并网主体并网运行遵循电力系统客观规律、市场经济规律以及国家能源发展战略的要求，实行统一调度、分级管理，贯彻安全第一方针，坚持公开、公平、公正的原则。《辽宁省人民政府办公厅关于印发辽宁省加快推进清洁能源强省建设实施方案的通知》（辽政办发〔2022〕44 号）明确“探索开展绿色电力交易，以市场化方式发现绿色电力的环境价值，体现绿色电力在交易组织、电网调度等方面的优先地位。”

b）辽宁省新能源项目场站电网调度按照特定规则排序

辽宁省电力调度机构依据场站运营等因素对各新能源场站进行调度排序，调度出力次序由排序结果确定。庄河III海上风电项目历史运营操作规范、管理科学，保持了较好的运营水平，历史调度排位整体处于较好水平。但在市场竞争格局变动、调度排序规则调整等背景下，也存在阶段性弃风率上升的可能。

（e）同区域或同类型项目的历史运行数据

庄河III海上风电项目同区域已投运的海上风电项目还有 5 个（简称“同类项目”），合计并网规模为 119.88 万千瓦。同类项目的基本信息详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（五）关于项目竞争力”。

同类项目经营数据为非公开信息。根据项目公司访谈了解，因同类项目与庄河III海上风电项目处于同一海域且送出通道一致，区域自然条件和供需关系接近，因此近年来同类项目的理论发电小时数、弃风率等水平及变动趋势与庄河III海上风电项目接近。

综上，管理人认为，庄河III海上风电项目实际发电量下降的原因主要为平均风速下降叠加弃风率上升，与同区域项目变动趋势相近，符合行业惯例。

3）风险揭示与缓释措施

（a）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“项目发电量波动的风险”中进行相关披露，具体如下：

庄河III海上风电项目 2021-2025 年的实际发电量分别为 73,786.45 万 kW·h、69,578.66 万 kW·h、69,123.90 万 kW·h、65,593.95 万 kW·h 和 52,486.45 万 kW·h，呈现波动下行趋势。主要受区域自然条件波动（平均风速降低）、弃风率上升等因

素影响。资产评估中，理论发电小时数参照历史平均水平并考虑风资源波动审慎确定。

在不动产基金存续期内，如项目所在的庄河海域出现不利天气变化，包括但不限于风速、风功率密度下降，将会导致项目理论发电小时数低于预期，从而影响不动产项目现金流。

此外，如区域用电供需因新能源装机规模增加速度超过预期出现供大于求；或区域消纳出现恶化等不利情形；或电网调度政策或规则发生变动；或除不可抗力之外的其他因素导致不动产项目无法正常运营等情况均会导致项目弃风率高于资产评估的预测值，进而影响不动产项目现金流和基金份额持有人收益。

（b）缓释措施

运营管理机构管理团队在电力资产运营管理领域从业经验丰富，对庄河海域的自然资源条件较为熟悉。

针对区域自然条件波动的风险，运营管理机构将根据风资源波动合理安排调度运维工作，减少风速不利波动对项目的影响。

针对弃风率上升的风险，运营管理机构将充分依托三峡能源的技术优势和运营实力，提升风电出力的可预测性、稳定性和适配性，为电网调度提供更准确的依据，减少因预测偏差导致的计划外限电。此外，运营管理机构将持续研究省间电力交

易规则和机会，积极与电力交易机构及政府部门沟通，争取有利的消纳安排和市场机会。

在不动产基金存续期内，管理人和运营管理机构可通过定期结合风速水平、消纳情况、电价波动等关键参数进行压力测试，评估对可供分配金额的影响，提前制定应对预案。

（3）充分说明导致弃风的具体影响因素（如供需关系、电网输送容量、调度政策等）、各因素对于限电率的具体影响；结合项目所在地的新能源装机规划、电网建设与改造计划（如外送通道）等具体信息，逐项分析上述因素在未来 3-5 年的变化趋势；结合趋势分析，说明是否在估值和现金流预测中对相关因素予以充分考虑。

答复：

庄河III海上风电项目弃风现象由区域电力供需、电网输送能力及调度机制等多重因素综合影响。评估基准日更新至 2025 年 12 月 31 日后，资产评估及现金流预测中已对影响弃风率与项目收益的相关因素进行了审慎考虑。

1）历史弃风情况及其影响因素

2021-2025 年，庄河III海上风电项目的弃风率呈现上升趋势，具体如下表所示：

表 7：庄河III海上风电项目全容量并网以来的弃风情况

单位：万 kW·h

项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
因弃风产生的电量损失	689.74	877.20	1,988.97	3,484.33	5,382.12
弃风率	0.93%	1.25%	2.80%	5.04%	9.30%

庄河III海上风电项目历史弃风率逐年上升与供需关系、电网输送容量、调度政策等因素有关：

（a）供需关系

近年来，辽宁省内新能源装机快速增长，叠加电力供需结构不平衡，是影响新能源消纳的主要影响因素。山东省及华北地区电力供需格局较为稳定，为辽宁省新能源项目电力外送消纳的主要承接区域。供需关系对庄河III海上风电项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（2）”之“2）供需关系、电网调度政策对实际发电量的影响”之“（b）供需关系”。

（b）电网输送容量

庄河III海上风电项目接入辽宁电网通道容量充足、可靠，并可通过跨区外送通道实现跨省消纳，现阶段区域电网整体输送能力不会对项目发电量产生不利影响。电网输送容量对庄河III海上风电项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（2）”之“2）供需关系、电网调度政策对实际发电量的影响”之“（c）电网输送容量”。

（c）电网调度政策

根据辽宁省电网调度相关政策，庄河III海上风电项目在电网调度顺序中有一定优势。电网调度政策对庄河III海上风电项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（2）”之

“2）供需关系、电网调度政策对实际发电量的影响”之“（d）电网调度政策”。

2）弃风影响因素的变化趋势

从国家顶层政策导向来看，《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号，简称《新能源消纳调控意见》）等核心政策文件，已从规划协同、开发节奏、系统调节等多个维度，对全国新能源合理布局与高效消纳作出系统性统筹指导，明确了持续改善新能源消纳环境、强化新型电力系统适配能力的总体要求。

结合辽宁省的能源产业政策、新能源装机规划、电网建设和改造等相关规划，上述影响因素未来呈现以下变化趋势：

（a）新能源装机规划

短期来看，在“双碳”战略持续推进下，辽宁省新能源装机规模仍将提升，但增长节奏有所放缓，区域行业竞争依旧存在，庄河III海上风电项目仍面临一定弃风压力；中长期来看，省内新能源装机增速将逐步与电网调节能力、网架承载能力相适配，叠加区域用电需求持续扩容，庄河III海上风电项目弃风压力将逐步得到缓解。

a）辽宁省新能源装机增速有望放缓

从规划层面看，《中共辽宁省委关于制定辽宁省国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》（简称《辽宁省十五五

规划建议》）明确“完善风电、光伏规划布局”。根据 2026 年辽宁省政府工作报告及其他公开信息，辽宁省将大力推进清洁能源基地建设与电力系统升级，重点打造海上风电、沿海核电、辽西风光、储能四大千万千瓦级清洁能源基地，新增风电、光伏装机 400 万千瓦以上，较 2025 年全年 789 万千瓦的实际新增规模有所放缓。

特别地，《关于新时代深化电力体制改革推动新能源高质量发展的若干政策意见》（发改能源〔2025〕136 号，简称“136 号文”）对存量及增量机组分类施策，辽宁省 2025 年上半年新能源新增装机占全年新增装机比例接近 80%，下半年装机呈现明显放缓态势。预计未来受 136 号文机制电量、电价、执行期限及全面市场化政策影响，新增电站未来收益预测不确定性增强，客观上抑制了发电企业投资新能源的积极性。受此影响，短期内新能源项目的开工与并网节奏有望趋稳，更好匹配当地用电需求、外送通道容量与系统消纳能力，从而缓解弃风压力。

b）政策层面引导新能源装机科学发展

《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》明确推动电力规划体系适应市场化环境，在制定和调整规划时充分考虑电力供需平衡等因素，有效引导电源规划特别是可再生能源项目布局和电网规划协同发展。

2026 年 4 月，中共中央办公厅、国务院办公厅印发《碳达峰碳中和综合评价考核办法》，明确要求落实 2030 年碳排放强

度较 2005 年下降 65%以上、非化石能源消费比重提升至 25%以上等核心目标，严控煤炭、石油消费总量达峰，合理调控煤电装机规模及发电出力，推动年度新增清洁能源电量逐步足额承接全社会用电增量。

此外，国家发展改革委、国家能源局于 2025 年 10 月 29 日联合发布《新能源消纳调控意见》，明确要求科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳，需结合资源条件、用电增长情况及可再生能源电力消纳责任权重落实要求，科学布局集中式新能源项目，优化开发结构、合理把控建设节奏，加强电力系统调节能力建设、提升电网承载力，确保新能源高效消纳。

（b）电网建设与改造计划

短期来看，辽宁省无新增特高压外送通道投产，对外输送能力偏紧，庄河III海上风电项目仍面临一定弃风压力；中长期来看，辽宁省所在的东北电网加快布局外送通道建设和改造规划，完善跨区输电格局，全域外送能力将大幅提升，庄河III海上风电项目弃风压力将逐步得到缓解。

a）高岭直流背靠背工程改造升级有望纳入规划

《辽宁省十五五规划建议》明确推进高岭背靠背扩建等跨省跨区电网建设。如该工程落地，有望支撑东北绿电，提升东北地区新能源电量消纳水平。辽宁省作为东北区域的负荷中心，近年来持续净受入东北电网其他区域电量，随着电网改造升级，区域送出能力提高，也有助于缓解辽宁省的新能源消纳压力。

b）东北松辽清洁能源基地送电华北工程有序推进

根据公开信息梳理，东北松辽清洁能源基地送电华北工程（简称“吉京直流特高压工程”）正式进入可行性研究收口阶段，按计划，工程将于2026年完成项目核准，2027年进入实质性施工阶段，于2029年建成投产。该工程起点为吉林白城，落点为北京通州，电力主要在北京消纳，线路贯穿吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、北京6个省级行政区，全长超1,000公里。通过该通道将东北富余绿电定向外送至用电负荷较高的省份，可有效缓解区域新能源消纳压力，为当地新能源项目打开更大消纳空间，显著提升包括辽宁省在内的东北地区新能源电量消纳水平。

（c）储能装机规划有利于庄河Ⅲ海上风电项目打开消纳空间

短期来看，辽宁省已投产储能规模较小，电力调节能力有限，庄河III海上风电项目仍面临一定弃风压力；中长期来看，随着新型储能及抽水蓄能大规模建设落地，有望大幅提升电网灵活性，有助于庄河III海上风电项目中长期内实现弃风率逐步下降，并维持在较低水平。

新型储能方面，《辽宁省十五五规划建议》明确积极布局新型储能。据了解，目前辽宁省正重点围绕辽西北、大连（庄河）、营口等新能源富集区域配置新型储能，配储比例不低于新能源装机15%-20%，时长2小时及以上，目标在2027年前基本形成规模调节能力。

抽水蓄能方面，根据公开信息梳理，2029-2031 年期间，省内将集中建成投产抽水蓄能电站，总装机规模约 630 万千瓦，具体信息如下表所示：

表 8：辽宁省抽水蓄能电站装机规划（部分）

项目	规模	预计投产时间
大连庄河抽水蓄能电站	100 万千瓦	2029 年
本溪大雅河抽水蓄能电站	160 万千瓦	2030 年
葫芦岛兴城抽水蓄能电站	120 万千瓦	2030 年
朝阳抽水蓄能电站	130 万千瓦	2030 年
清原抽水蓄能电站二期项目	120 万千瓦	2031 年
合计	**630 万千瓦**	**-**

以新型储能、抽水蓄能为代表的储能电站，可在风电、光伏大发时段通过充电吸纳富余电量，减少新能源出力受限与弃电情形，提升新能源消纳水平；在风光出力不足或用电高峰时段，储能可释放电量参与系统供电，平抑新能源出力波动，改善电力供需平衡状态，增强系统运行稳定性。

（d）其他影响因素

短期来看，辽宁省正通过优化产业负荷布局、推动风机技术升级等举措拓宽本地消纳空间，但相关产业落地需要有序推进；中长期来看，随着各类消纳保障措施逐步落地见效，区域电网调节能力将持续增强，庄河III海上风电项目面临的弃风压力将逐步缓解。

a）用电需求和产业负荷增长为本项目提供消纳保障

辽宁省作为东北重要工业基地，是我国唯一既沿海又沿边的省份，同时也是连接东北与京津冀地区的重要纽带，地处环渤海和东北亚经济圈核心地带，经济发展具备较大增长潜力，区域电力市场常年存在用电缺口，为新能源项目消纳奠定了良好基础。根据辽宁省统计局数据，2025 年全省地区生产总值 33,182.9 亿元，按不变价格计算同比增长 3.7%，经济运行保持稳步增长态势，带动用电需求上升，为本项目电力消纳提供了坚实保障。

根据公开信息梳理，随着未来恒力石化（长兴岛）产业扩能项目、大连中铝电解铝、京东大连游艇及配套产业等重点项目逐步落地，将进一步带动辽宁省产业用电负荷提升，有效拓宽本地新能源消纳空间。从长远来看，辽宁省持续推动“高端制造+绿色能源”协同发展模式，推动新能源发电与高可靠负荷就地匹配，既减少了电力远距离外送压力，也实现了新能源就地高效消纳，有助于庄河III海上风电项目逐步改善弃风情况。

b）存量风机改造及未来新投运风机涉网新标准有助于减少技术性弃风

针对区域存量双馈风电机组涉网性能不足、低电压穿越能力弱、惯量响应差、抗寒抗风性能不佳等问题，辽宁省正在积极推进存量风电机组改造。此外，自 2027 年起，辽宁区域新投运风电机组需满足低电压穿越过程结束后，有功功率恢复速度≥100%额定容量/秒。随着存量风机改造完成及新标准落地，可

以提升电网稳定性能，降低新能源出力受外部因素影响的情形，有助于庄河III海上风电项目未来实现弃风率逐步下降。

综上，综合考量辽宁省新能源装机规划与区域消纳能力提升节奏，预计“十五五”期间，省内电力供需不平衡问题仍将阶段性存在。预计到 2030 年前后，随着辽宁省所属东北电网外送通道加快布局建设与改造、抽水蓄能等调节性电源逐步投产，以及其他各项消纳举措落地见效，辽宁省电力系统调节灵活性、新能源消纳承载能力将得到显著提升，区域电力供需不平衡问题将得到有效改善，庄河III海上风电项目弃风问题将显著缓解。

上述因素对庄河III海上风电项目弃风的具体影响，已在资产评估及现金流预测中进行了充分、审慎的考虑。

2.关于季节性特征。根据申报材料，本项目发电量由风电场附近的风速、风功率密度决定，在不同年份、不同季节存在一定差异。请管理人补充披露或说明下列事项：

（1）本项目报告期各年、各季度的发电差异情况，量化说明风速、风功率密度等自然条件对本项目发电出力的具体影响情况。

答复：

庄河Ⅲ海上风电项目的理论发电量随风力资源的自然波动呈现明显季节性特征，其中10月-次年4月为大风季，理论发电量处于相对较高水平；5月-9月为小风季，理论发电量相对较低。结合长海气象站长周期观测数据分析，项目所在海域的风速长期整体保持平稳波动态势。

1）庄河Ⅲ海上风电项目各年、各季度的发电差异情况

庄河Ⅲ海上风电项目各年的风速和理论发电量情况如下表。

表 9：庄河Ⅲ海上风电项目历年风速和发电量情况

单位：m/s、万 kW·h

年份	平均风速		理论发电量	
	数值	同比变动	数值	同比变动
2021 年	5.85	-	74,476.19	-
2022 年	5.57	-4.79%	70,455.86	-5.40%
2023 年	5.47	-1.80%	71,112.87	0.93%
2024 年	5.43	-0.73%	69,078.28	-2.86%
2025 年	5.09	-6.26%	57,868.57	-16.23%

根据庄河III海上风电项目场站 2022-2025 年实际测风数据（约 100 米高度），每年 10 月-次年 4 月为大风季，平均风速范围在 4.99-7.15m/s，每年 5 月-9 月为小风季，平均风速范围在 3.61-5.74m/s，符合海域气候特征。

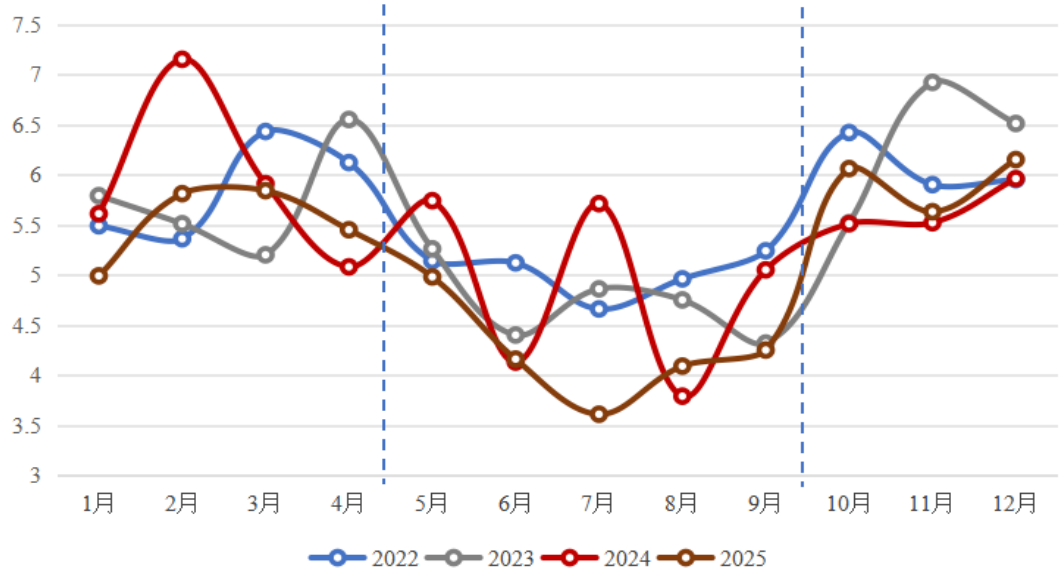


图 6：庄河III海上风电项目历史月度风速情况（单位：m/s）

庄河III海上风电项目理论发电量呈现明显的季节性波动特征，结合历史运行数据来看：大风季（10 月-次年 4 月）理论发电量合计占全年的比例为 67.22%-72.90%，其中大风季各月平均理论发电量，约为小风季（5 月-9 月）各月平均理论发电量的 1.7 倍，季节性差异较为明显。

表 10：庄河III海上风电项目历史发电量情况

单位：万 kW·h、%

项目	2022 年		2023 年		2024 年		2025 年	
	理论发电量	占比	理论发电量	占比	理论发电量	占比	理论发电量	占比
大风季（10 月-次年 4 月）	50,037.28	71.02	50,562.39	71.10	46,433.61	67.22	42,183.81	72.90
小风季（5 月-9 月）	20,418.58	28.98	20,550.48	28.90	22,644.67	32.78	15,684.76	27.10

项目	2022 年		2023 年		2024 年		2025 年	
	理论发电量	占比	理论发电量	占比	理论发电量	占比	理论发电量	占比
合计	**70,455.86**	**100**	**71,112.87**	**100**	**69,078.28**	**100**	**57,868.57**	**100**

按季节统计庄河III海上风电项目2022-2025年的风速和理论发电情况，庄河III海上风电项目发电量呈季节性变化特征，大风季发电量相对较高，小风季发电量相对较低，与场站实际测风数据（约 100 米高度）呈同向变动趋势，符合海上风电行业特征。

表 11：庄河III海上风电项目历史发电量、风速情况（按月统计 2022-2025 年数据）

单位：m/s、万 kW·h

季节	年份	平均风速	平均理论发电量
大风季（10 月-次年 4 月）	1 月	5.47	6,272.34
	2 月	5.96	6,728.40
	3 月	5.85	6,895.79
	4 月	5.80	6,476.62
	10 月	5.88	6,382.79
	11 月	5.99	6,568.12
	12 月	6.14	7,980.22
小风季（5 月-9 月）	5 月	5.28	5,268.56
	6 月	4.45	3,455.30
	7 月	4.71	4,278.38
	8 月	4.40	2,912.59
	9 月	4.72	3,909.81

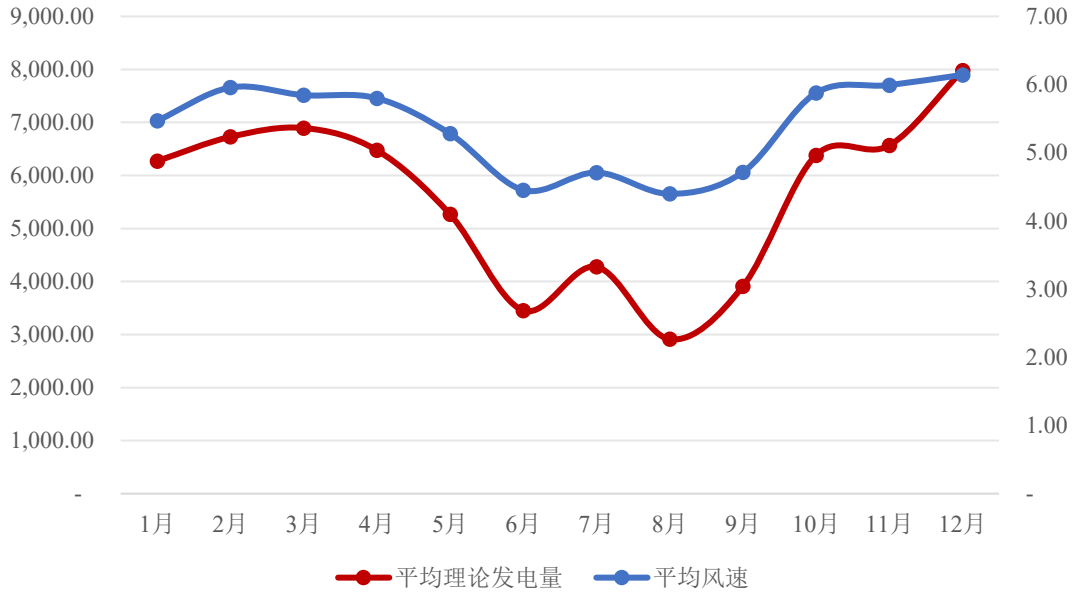


图 7：庄河Ⅲ海上风电项目历史平均发电量、平均风速情况（按月统计 2022-2025 年数据，单位：万 kW·h、m/s）

2）风速、风功率密度对庄河Ⅲ海上风电项目发电的影响

风机理论功率计算公式为：$W=P\times A=(1/2)\times\rho\times A\times v^3$

其中，P 为风功率密度，W 为风机理论功率，ρ 为空气密度，v 为风速，A 为叶轮扫风面积。

对于特定风力发电机组而言，在空气密度恒定条件下，风机理论发电功率与风速呈三次方正比关系。因此，风速对于风机理论发电功率存在三次方的放大效应。风力资源对于发电量

的影响分析详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”。

3）庄河Ⅲ海上风电项目所处海域历年长期风力资源情况

长海气象站临近黄海海域，受陆地摩擦阻力影响较小，受海洋性气候影响比较大，与庄河III海上风电项目的海上环境条件较为一致。长海气象站高程为 52.3 米，与庄河III海上风电项目场站的实际测风高度（约 100 米）存在差异，两者在具体测风数值上不具备直接可比性，但长海气象站的历史测风风速数据仍能为评估庄河III海上风电项目所在区域的风资源波动情况提供参考。长海气象站 2004-2025 年的平均风速直方图如下：

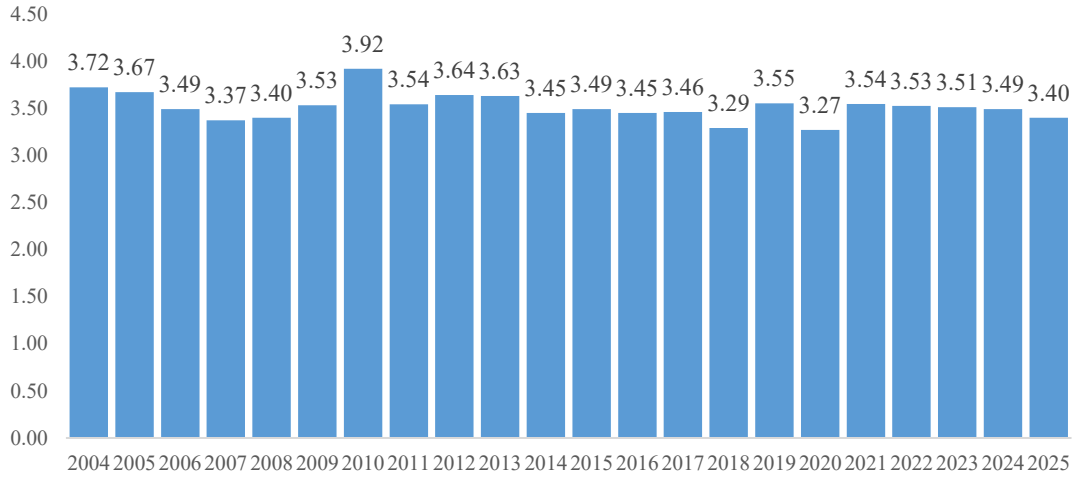


图 8：长海气象站历年平均风速直方图（单位：m/s）

从长海气象站历史长周期平均风速直方图来看，庄河III海上风电项目附近海域风速整体保持平稳波动。

（2）本项目针对季节性波动的具体调控机制或安排、历史调节情况及未来可能存在的变化（如有），结合问题（1）的答复情况，充分说明前述情况对本项目发电量和可供分配金额的影响，并对本项目是否具备稳定发电能力发表明确意见，充分揭示相关风险，并设置针对性风险缓释措施。

答复：

1）庄河Ⅲ海上风电项目针对季节性波动的运营调控安排

庄河Ⅲ海上风电项目在制定年度电力生产目标时，充分考虑风资源的季节性分布特征，差异化拆解生产指标。在风资源较优的大风季（10 月-次年 4 月），项目运营策略以保发电、抢电量为核心，安排更高的电力生产任务。同时，鉴于大风季涵盖的冬、春季节海况复杂、作业窗口有限，海上设备维修养护难度较大，除必要的应急故障处理外，原则上不安排大型计划性停机检修，以实现发电量的最大化目标。

相应地，庄河Ⅲ海上风电项目将运维检修任务集中安排在风资源较差的小风季（5 月-9 月）实施。以 2026 年度检修计划为例，风机维护工作安排在 3 月-9 月，叶片巡检安排在 4 月-9 月，主要检修任务集中于 6 月-9 月完成。

通过上述的电力生产计划与维修养护安排的协同安排，项目能够有效平衡发电效益与设备可靠性，保障整体发电量及收益水平。根据项目公司访谈确认，正常情况下上述季节性调控安排将保持稳定，不会发生重大变化。

2）季节性因素对项目发电量和可供分配金额的影响

庄河III海上风电项目的收入主要来源于发电业务。发电收入是影响可供分配金额的重要因素，主要由发电量和电价决定。

（a）发电量

如上文分析，从历史数据看，庄河III海上风电项目的发电量随季节波动，在大风季发电量较多，在小风季发电量较少。

（b）电价

从历史数据看，庄河III海上风电项目的平均电价水平较为平稳，受季度因素波动的影响较小。

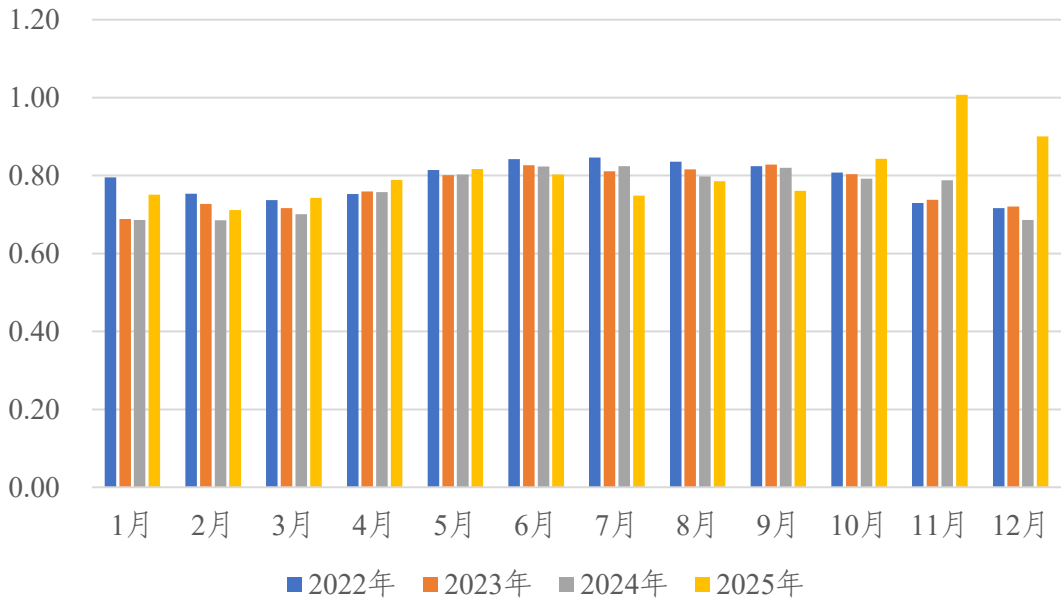


图 9：2022-2025 年项目月度平均电价（单位：元/kW·h）[5]

[5] 电网在结算系统及考核费用时存在延后或数月合并结算的情况，为更准确反应各期电价水平，计算月度平均电价时进行了归期调整。

综合发电量和电价来看，在同一年度内的不同季节，庄河III海上风电项目的发电收入存在一定差异，在大风季节发电收入较高，小风季节发电收入较小。与此同时，在风机运行过程中，材料费、维修费、安全生产费等成本费用虽随设备状态有所波动，但主要检修支出已通过季节性调控集中安排于小风季，与收入低谷期形成匹配。因此，同一年度内的不同季节，不动产基金的可供分配金额存在一定差异。

从完整年度及本基金全生命周期来看，尽管庄河III海上风电项目在不同季节的发电收入存在波动，但年度发电量和电价维持平稳态势，具备稳定发电能力，现金流较为稳健。进一步，单一季节或个别月份售电收入的波动，并不会等额传导至可供分配现金流，在基金完整存续期内，季节性因素对可供分配现金流的扰动和投资人总体利益的影响相对可控。

综上，管理人认为，庄河III海上风电项目具备稳定发电能力。

3）风险揭示与缓释措施

（a）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“不动产项目发电量和可供分配金额的季节性波动风险”中进行相关披露，具体如下：

庄河III海上风电项目的理论发电量随风力资源的波动呈现季节性特征。根据不动产项目历年测风数据，庄河III海上风电项目所处风电场区域的大风季节为10月-次年4月，小风季节为5月-9月。风速、风功率密度在不同年份、不同季节存在一定差异，可能导致庄河III海上风电项目在不同时段呈现差异化的发电表现，并直接体现在项目公司的预期发电收入中。另一方面，项目公司随风力资源季节性波动特征而对应安排的检修计划，也使得成本端的材料费、维修费、安全生产费等成本费用，在不同季节的发生金额亦可能存在波动。因此，基金存续期内，庄河III海上风电项目的发电量和可供分配金额存在季节性波动风险。

（b）缓释措施

运营管理机构三峡辽宁能投的运营管理核心人员具备多年高纬度寒冷海域风电项目的运维经验，熟悉庄河海域的水文气象条件和风电场设备特性，制定了妥善的运营调控策略，在风资源较好的大风季节优先保障发电量，在风力资源较差的小风季节安排检修工作，减少故障停机等因素造成的损失，保障项目年度收益总额，进而增厚基金持有人收益。此外，管理人将定期结合风速、风功率密度变化等关键参数进行压力测试，评估对可供分配金额的影响，提前制定应对预案。

（二）关于电价。根据申报材料，本项目收入包括发电收入和国补收入，2025 年及之前发电收入项下电价包括保障性收购电价、市场化交易电价、系统及考核费用扣除等；2026 年及以后，保障性收购由新能源可持续发展价格结算机制替代，发电收入项下电价包括机制电价、市场化交易电价、系统及考核费用扣除等。

请管理人结合本项目历史电价情况、区域内供需变化、消纳情况、竞品项目情况以及电力市场化改革、绿电政策等，分别说明前述相关因素对不动产基金存续期间各类电价的影响，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

庄河Ⅲ海上风电项目各类电价中，国补电价及机制电价由相关政策明确价格水平、电量范围及执行期限，具备较高确定性。其他电价属于市场化电价，主要由市场供需决定，具体交易电量及电价会因当年的电力交易实施方案及供需情况不同而存在一定差异。

市场化电价主要受区域电力供需格局、新能源消纳条件、系统调节能力及电力市场化改革进程综合影响。第一，从实际表现上看，自 2025 年 3 月辽宁省电力现货市场连续结算试运行以来，庄河Ⅲ海上风电项目现货交易均价多数月份高于区域市场平均水平，除 2025 年 9 月特殊交易情形外，项目现货均价约 0.33 元/kW·h（含税），显著优于同期市场均价 0.26 元/kW·h（含税），市场化交易能力已得到初步验证；第二，从未来趋

势上看，随着电力现货、辅助服务、跨区互济及绿电政策持续深化落地，市场电价也将更加平稳、科学；第三，庄河Ⅲ海上风电项目享有占综合电价约 60%的国补电价，及不超过上网电量 55%的机制电量，电价构成具备较高安全垫。

上述影响电价的相关因素已于资产评估及现金流预测中充分审慎考虑，具体详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（四）关于资产评估”之“2.关于电价”。

1. 庄河Ⅲ海上风电项目历史各类电价情况及形成机制

（1）庄河Ⅲ海上风电项目历史各类电价水平及占比

表 12：历史各类电价水平及占比

单位：元/kW·h（含税）、万元（含税）

项目	2022 年		2023 年		2024 年		2025 年	
	电量占比	电价	电量占比	电价	电量占比	电价	电量占比	电价
一、国补电价	**100.00%**	**0.4751**	**100.00%**	**0.4751**	**100.00%**	**0.4751**	**100.00%**	**0.4751**
二、电网结算电价	**100.00%**	**0.3024**	**100.00%**	**0.2831**	**100.00%**	**0.2738**	**100.00%**	**0.3278**
（一）保障性收购（未来为机制电量）	**77.28%**	**0.3749**	**57.72%**	**0.3749**	**61.83%**	**0.3749**	**104.17%**	**0.3749**
（二）中长期交易	**22.70%**	**0.3486**	**42.10%**	**0.3499**	**39.14%**	**0.3414**	**19.77%**	**0.2471**
省内中长期	20.04%	0.3749	32.51%	0.3731	29.74%	0.3680	3.04%	0.1182
省间中长期	-	-	7.31%	0.3085	6.37%	0.3085	12.72%	0.3085
“煤改电”电供暖交易	2.66%	0.1500	2.27%	0.1500	3.03%	0.1500	4.01%	0.1500
（三）现货交易	**0.02%**	**0.3322**	**0.18%**	**0.3967**	**-0.96%**	**0.4219**	**-23.95%**	**0.1777**
省内现货交易	-	-	-	-	-1.39%	0.3471	-23.95%	0.1778
省间现货交易	0.02%	0.3322	0.18%	0.3967	0.42%	0.1760	0.01%	0.2140
（四）系统及考核费用	**-4,439.86**		**-3,868.59**		**-7,132.66**		**-3,525.68**	

2022-2025 年及 2026 年 1-3 月，庄河Ⅲ海上风电项目电网结算电价分别为 0.3024 元/kW·h（含税，下同）、0.2831 元/kW·h、

0.2738 元/kW·h、0.3278 元/kW·h 及 0.3597 元/kW·h，整体表现平稳。其中，2025 年电网结算电价同比上升 19.72%，2026 以来电价上升趋势延续，1-3 月电网结算电价相较于 2025 年全年平均水平进一步上升 9.74%，整体表现良好。

（a）省内中长期交易电价波动分析

历史期间，庄河III海上风电项目按年度、多月、月度、月内（多日）及日等周期组织开展电量交易。其中，年度、多月度电量以保障性收购及省内中长期交易为主要消纳方式，构成项目电力消纳主体；月度、月内（多日）电量主要通过省内中长期交易实现消纳，日内电量则主要通过电力现货实时交易完成消纳。

受交易周期与价格约束机制影响，省内中长期交易电价在不同时间维度存在差异。根据《辽宁省电力市场运营规则及配套实施细则（试行 4.0 版）》相关规定，年度、多月省内中长期交易价格以燃煤基准价格 0.3749 元/kW·h 为基准上下浮动 20%；月度、月内（多日）及日交易价格则参照现货市场出清价格区间（-0.1 元/kW·h-1.5 元/kW·h）执行，即实际以现货价格为基准，由此使得年度、多月省内中长期交易价格总体高于月度、月内（多日）及日交易价格。

2022-2024 年，庄河III海上风电项目省内中长期交易以年度及多月度交易为主，月度、月内（多日）及日交易电量规模相对较小，整体电价保持稳定，期间省内中长期交易平均电价为 0.3720 元/kW·h（含税）。

2025 年，庄河III海上风电项目省内中长期交易电价较历史平均水平有所下降，核心原因主要包括以下两方面：a）2025 年项目保障性收购小时数为 1850 小时，占比相对较高，年度及多月度售电安排以保障性收购为主，省内中长期交易主要集中于月度、月内（多日）及日维度开展，省内中长期交易合计 2,957.02 万 kW·h，平均电价为 0.2406 元/kW·h（含税）；b）因年度保障性收购电量占比较高，部分时段庄河III海上风电项目实际发电量低于保障性收购合约电量，需对缺口部分开展合同转让交易，该部分电量在结算中体现为-1,410.10 万 kW·h，对应电价均为 0.3749 元/kW·h（含税），合同转让交易纳入省内中长期交易统计范畴，其电价水平显著高于月度、月内及日维度交易均价。上述因素导致 2025 年全年省内中长期交易平均电价降至 0.1182 元/kW·h（含税），具体影响如下：

表 13：2025 年省内中长期交易电价拆分

单位：万 kW·h、元/kW·h（含税）、万元（含税）

类型	电量	电价	电费
保障性收购交易	**53,016.57**	**0.3749**	**19,875.91**
其中：通过合同转让交易履约部分	1,410.10	0.3749	528.65
省内中长期交易	**1,546.92**	**0.1182**[6]	**182.91**
其中：月度、月内（多日）及日交易部分	2,957.02	0.2406	711.55
合同转让交易部分（转让保障性收购合约部分）	-1,410.10	0.3749	-528.65

[6] 加权电价=（省内中长期合约电量×对应电价＋合同转让电量×对应电价）÷（省内中长期合约电量+合同转让交易部分电量）=（0.2406×2,957.02－0.3749×1,410.10）÷（2,957.02－1,410.10）

未来，庄河III海上风电项目机制电量将不超过当年上网电量的 55%。年度及多月度售电计划电量扣除机制电量后的剩余电量，主要通过省内中长期交易方式实现消纳；未来省内中长期交易将回归以年度及多月度交易为主，整体电价水平将相应回升。

其中，2026 年，庄河III海上风电项目已在交易周期提前锁定部分省内中长期交易电量，对应平均电价为 0.2850 元/kW·h（含税），该电价水平较 2025 年已出现显著回升，但仍低于 2022-2024 年省内中长期平均电价，主要原因系：2022-2024 年，辽宁省内中长期交易电价主要以火电机组报价为重要参考，交易价格整体围绕辽宁省燃煤标杆电价 0.3749 元/kW·h（含税）形成；随着《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》《辽宁省电力市场运营规则及配套实施细则（试行 4.0 版）》等政策落地，省内现货市场申报及出清价格下限由 0 元/kW·h（含税）调整至-0.1 元/kW·h（含税）。受此规则调整影响，叠加新能源大发时段可能出现的市场情绪波动，规则调整初期，部分具备调节能力的火电机组为锁定稳定收益，在现货价格下行至价格下限时可通过降低出力、低价购电履约中长期合同，最终可实现与历史水平相近的度电收益[7]。该报价与交易策略一定程度上拉低了省内中长期整体成交价格，但中长期来看，随着辽

[7] 具备灵活调节能力的火电机组为稳定收益，可在现货市场价格降至-0.1 元/kW·h（含税）时选择减少出力，通过在现货市场购入-0.1 元/kW·h（含税）的负电价电量，履约 0.2850 元/kW·h（含税）的正电价省内中长期合同，最终可获得 0.3850 元/kW·h（含税）的度电收益，实现与历史相当的收益水平。

宁省电力现货市场运行持续规范、市场主体报价与交易行为逐步回归理性，省内中长期交易电价存在进一步回升空间。

（b）省内现货交易电量为负的主要原因

2025 年省内现货交易电量为负的主要原因系辽宁省电力现货市场“保障性收购及中长期合约＋现货偏差结算”机制下的正常履约调整结果：当发电项目因自然条件（如风速高于预期）等因素导致实际可上网电量大于合同电量时，形成“超发偏差”：在满足电网安全约束的前提下，超发部分电量可通过省内现货交易进行消纳，该部分上网电量在结算时即体现为正的省内现货交易电量；当发电项目因自然条件（如风速不足）等因素导致实际可上网电量低于合同电量时，形成“欠发偏差”，发电项目需从现货市场购入等额的欠发偏差电量，该部分购入电量在结算时即体现为负的省内现货交易电量，基本逻辑如下：

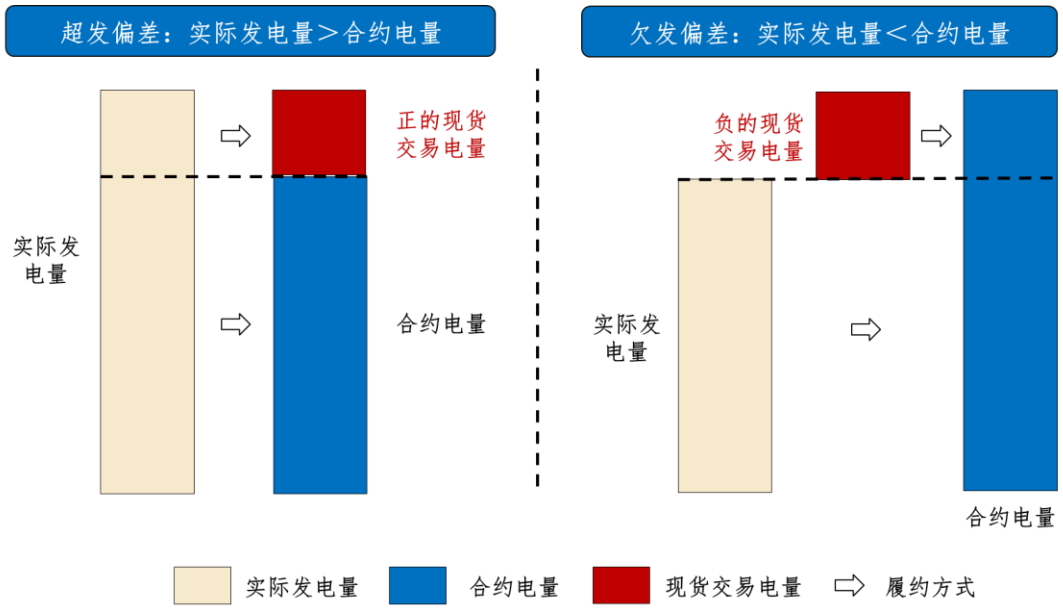


图 10：现货偏差结算逻辑

（2）庄河Ⅲ海上风电项目历史各类电价交易机制

庄河Ⅲ海上风电项目各类电价中，国补电价及机制电价由相关政策明确价格水平、电量范围及执行期限，未来调整可能性较低，保障性收购由新能源可持续发展价格结算机制替代。其他电价属于市场化电价，主要由市场供需决定，具体交易电量及电价会因当年的电力交易实施方案及供需情况不同而存在一定差异。各类电价交易机制具体详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（四）关于资产评估”之“2.关于电价”。

2.各因素对项目电价的影响分析

（1）区域内供需变化、消纳及竞品项目情况对项目电价的影响分析

辽宁省电力供需格局、新能源消纳条件及同类项目建设节奏，均会对庄河Ⅲ海上风电项目电价水平及稳定性产生一定影响。但从当前实际交易情况来看，庄河Ⅲ海上风电项目交易价格略高于区域市场均价，市场化交易能力已得到初步验证。辽宁省作为东北重要工业基地与经济增长核心区域，全社会用电量持续增长，长期存在用电缺口，为区域内电力项目提供了稳定的消纳支撑与电价基础；但随着省内新能源装机规模持续提升，发电结构逐步向清洁化转型，风电、光伏等新能源占比提升叠加市场交易机制下电量竞争加剧，使得项目电价在集中出力时段存在一定承压趋势。例如，冬季供暖期火电机组“以热定电”形成刚性出力，与大风季新能源大发时段重叠，进一步加剧系统调峰压力，对新能源消纳及市场化电价形成阶段性约

束。具体分析详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（3）”。

从中长期来看，随着辽宁省持续推进火电机组灵活性改造与热电解耦、加快储能及抽水蓄能等调节资源布局、优化新能源装机节奏并强化与用电需求及电网承载能力的匹配衔接，电力系统调节能力与消纳水平将显著提升，区域电力供需关系将更趋合理，叠加电力市场机制逐步完善，预计新能源集中投产带来的电价波动将逐步收敛，项目电价整体将保持平稳运行。

（2）电力市场化改革对项目电价的影响分析

2026 年 2 月 8 日，国务院办公厅发布《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号，简称《实施意见》）提出到 2030 年基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与市场，现货市场全面转入正式运行，市场化电价机制基本健全；到 2035 年全面建成全国统一电力市场体系，实现电力资源在全国范围内优化配置和高效利用。为紧跟这一总体目标，未来辽宁省将进一步深化电力市场化改革，重点围绕完善新能源可持续发展价格结算机制、打破跨区交易壁垒、深化电力现货市场实施、完善辅助服务市场、推进绿色电力交易等方面开展工作，具体体现为提升市场化交易比例、优化交易规则、丰富参与电源品类、推动电价更贴合全国市场供需态势。

具体而言，国家及地方层面围绕全国统一电力市场建设出台了一系列顶层设计与实施细则，核心政策脉络清晰、分类明

确：一是明确总体战略部署，《实施意见》确立 2030 年、2035 年两阶段建设蓝图，全面锚定统一市场建设方向；二是确立新能源市场化路径，136 号文明确新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，电价由市场交易形成，并同步建立场外新能源可持续发展价格结算机制；三是推进电力现货市场落地实施，《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394 号）明确 2027 年前基本实现现货市场正式运行的时间节点，确立“连续运行满一年且满足条件即可转入正式运行”的转化路径；四是完善辅助服务市场机制，《实施意见》要求规范调频市场、加快建立备用市场，探索爬坡等新型服务品种，推动调频、备用市场与现货市场联合出清，并按“谁受益、谁承担”原则传导成本；五是畅通跨区交易与绿色电力交易渠道，《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》（发改体改〔2025〕915 号）规划 2026-2029 年推动全国电力资源自由流动，完善跨区交易偏差结算，2030-2035 年实现南北电网交易融合，《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》（发改能源〔2024〕1123 号）则明确绿电交易定义与机制，完善全国统一绿证市场，目前，东北区域已开展区内滚动撮合交易。

随着全国统一电力市场体系建设推进及辽宁省电力市场化改革各项举措的深入实施，相关政策调整将逐步落地。一方面，庄河III海上风电项目享有占综合电价约 60%的国补电价，及不超过上网电量 55%的机制电量，电价构成具备较高安全垫；另

一方面，辽宁省区域内电源结构持续优化、辅助服务市场不断完善、市场壁垒逐步打破，绿电交易规模稳步增长且存在可观潜在收益，庄河III海上风电项目电价未来将更为稳定。

1）电量入市交易有利于市场整体稳定

对于其他电源入市的影响。目前，辽宁省火电、新能源、核电已全部或部分实现参与市场化交易。未来，随着水电、分布式新能源、抽水蓄能、新型储能等市场主体有序入市，辽宁电力现货市场将形成参与主体更为多元、市场竞争更为充分的良性格局。根据国家电力市场化改革顶层设计，辽宁省未来各类电源也将逐步全面入市，随着水电、抽水蓄能等具备调节性能的电源纳入市场化交易后，整体有利于平滑电价走势：调节性电源具备较强的调峰能力，可在新能源大发时段降低出力、在用电低谷时段增发，有效平抑现货价格波动，降低负电价出现频率，减少新能源弃电风险，通过“水风光互补” 进一步扩大绿色电力消纳空间，增强新能源项目收益的稳定性与可持续性。

对于新能源全面入市的影响。根据 136 号文及辽宁省相关承接方案要求，新能源项目将全面参与电力市场交易，上网电价通过市场方式形成，并按存量、增量两类实行分类管理。庄河III海上风电项目属于政策界定的存量新能源项目，执行机制电价 0.3749 元/kW·h，机制电量比例不超过上网电量的 55%，执行期限 20 年，与历史保障性收购政策实现平稳妥善衔接，整体来看市场化改革对庄河III海上风电项目电价及收益影响较小。

关于存量项目的认定标准及庄河III海上风电项目机制电价相关执行情况具体详见本问询回复之“一、主要反馈问题”之“（四）关于资产评估”之“2.关于电价”之“（2）”之“1）”。

2）现货交易有利于发挥项目潜力

辽宁省于 2024 年 11 月启动省内电力现货市场单月结算试运行，并自 2025 年 3 月 1 日起正式开展省内现货市场连续结算试运行。根据《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394 号）要求，辽宁省电力现货市场在连续运行一年后，经第三方评估满足《电力现货市场基本规则（试行）》规定的正式运行启动条件，将按程序转入正式运行。在辽宁省现货市场运行期间，庄河III海上风电项目实际结算的现货市场价格与市场均价对比情况如下：

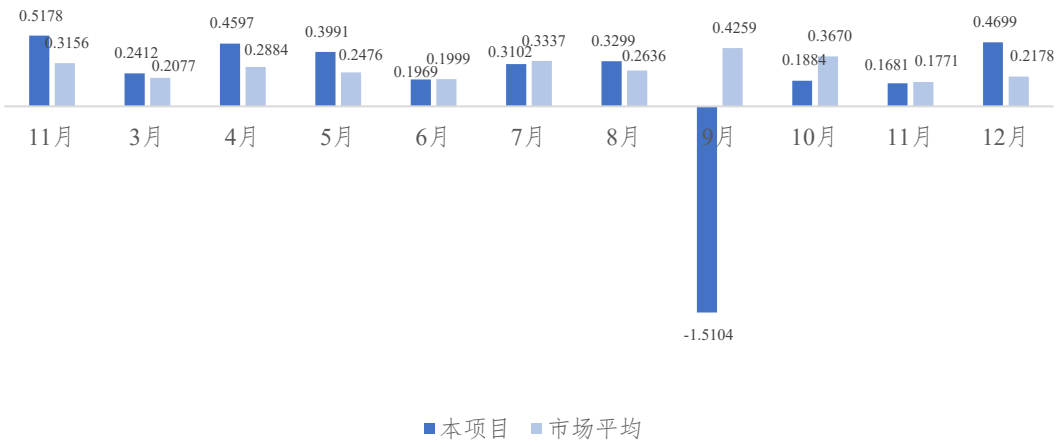


图 11：项目及市场历史现货交易价格（单位：元/kW·h）

从相关数据来看，2024 年 11 月及 2025 年 3-12 月（除 2025 年 9 月外）期间，庄河III海上风电项目现货交易均价约为 0.33

元/kW·h（含税），优于同期区域市场均价 0.26 元/kW·h（含税），主要原因如下：受辽宁省内各类电源发电出力特性影响，区域内火电、核电及水电日内出力相对平稳，电力现货市场价格主要受新能源发电出力及用户用电负荷曲线共同作用。用户用电负荷整体呈现日间及晚间部分时段为用电高峰、凌晨及午间部分时段为用电低谷的特征；光伏出力主要集中于午间前后，与用电低谷时段高度重合，对应现货市场电价水平偏低；陆上风电日内出力整体较为平稳，午后至傍晚时段出力相对较高，对应现货电价亦处于较低水平；海上风电出力呈双峰特征，凌晨至上午及午后至晚间时段出力较高，其中午后至晚间出力峰值与用电高峰及现货电价较高时段相匹配。

因此，庄河III海上风电项目上网电价具备优于市场平均水平的基础核心为海上风电发力曲线与用电曲线的天然匹配性并叠加运营团队较强的电力营销经验，具备可持续性。

其中，2025 年 9 月现货市场平均价格为 0.4259 元/kW·h（含税），而庄河III海上风电项目同期现货交易平均价格为-1.5104 元/kW·h（含税）。该情况主要源于当月项目发电量与履约保障性收购合约的电量偏差：一方面，部分时段项目发电量不足履约需求，需在现货市场买入电量以完成履约，该时段电价普遍较高；另一方面，部分时段项目发电量超出保障性收购合约约定电量，超出部分需通过现货市场卖出实现消纳，该时段电价普遍较低。上述两种情况叠加，最终导致当月现货交易形成负电费。该负电费除以当月总交易电量，即体现为负的现货交易

平均价格。该月份负电价情形不具有普遍性，且对应电量、电费占 2025 年电量、电网结算电费比重分别为 0.08%和-0.30%，整体影响较小，具体如下：

表 14：2025 年 9 月省内现货交易电价拆分

单位：万 kW·h、元/kW·h（含税）、万元（含税）

类型	电量	电价	电费
2025 年 9 月通过省内现货交易卖出	795.29	0.0655	52.13
2025 年 9 月通过省内现货交易购入	-367.16	0.2792	-102.53
合计/加权平均	428.13	-0.1177	-50.40
占 2025 年电量/电网结算电费比重	0.08%	-	-0.30%

3）辅助服务市场机制将促进成本合理分摊

辅助服务市场机制的不断完善，将推动调频、备用等各类辅助服务的定价、交易及结算更加透明公开，充分体现辅助服务的市场价值，促使辅助服务提供者通过合理收益提升主动参与服务的意愿，进一步优化电力系统调节能力，助力电力市场整体平稳有序运行，同时为新能源项目创造更稳定的并网环境。另一方面，结合庄河III海上风电项目实际结算情况，目前项目已按相关规定分担系统及考核费用，其中包含调频辅助服务费等成本分摊项目，随着辅助服务市场机制的持续深化，未来该部分成本分摊的标准、流程将更加科学合理、公开透明，进一步规范项目成本核算，保障项目收益的稳定性。

4）打破市场壁垒将促进收益稳定

根据《实施意见》要求，在全国统一电力市场框架下，将统筹推进跨省跨区与省内电力交易衔接融合，持续打破区域市

场壁垒，推动省间电力资源互济互保。但受资源禀赋、电源结构、供需形势等区域差异影响，在全国统一电力市场体系尚未完全建成前，我国各地区市场化电价水平仍存在显著的区域分化。根据辽宁电力交易中心有限公司公布数据，2025 年度辽宁省省间交易呈现“受电为主、外送为辅”的格局：送电端，省外送交易电量 69.4 亿 kW·h，其中向山东送电 54.21 亿 kW·h，占比约 78%，交易均价 0.3666 元/kW·h（含税），华北、安徽、黑龙江等为其他主要送电区域；受电端，省间购入电量 544.54 亿 kW·h，其中蒙东供电 461.09 亿 kW·h，占比约 85%，交易均价 0.3638 元/kW·h（含税），吉林、黑龙江为其他主要受入来源。辽宁省实现度夏度冬最大外购电力双超 1,000 万千瓦，呈现“尖峰时段支援增强、低谷时段受电减少”的优化态势，为电网调峰保供提供有力支撑。

短期来看，在持续破除市场壁垒、深化省间电力互济互保过程中，蒙东、山东、吉林、黑龙江、华北等仍将是辽宁省重要的省间交易合作区域。未来随着跨区输电通道能力持续提升、交易品种与交易频次不断丰富，区域间电力供需错配与新能源出力曲线互补性将得到更充分发挥：辽宁以风电为主要新能源，可在以光伏为主的地区午间大发时段购入电量，助力外区新能源消纳，同时在夜间风电大发时段加大外送，提升本省新能源消纳水平，进而稳定项目收益。

5）绿电政策将在未来带来潜在绿电收益

2023 年 2 月 15 日，国家发展改革委、财政部、国家能源局印发《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》（发改体改〔2023〕75 号），明确享受中央财政补贴的绿电项目，若属于国家保障性收购范围，绿证收益等额冲抵中央财政补贴或归国家所有；若属于市场化交易，绿证收益在中央财政补贴发放时等额扣减；发电企业自愿放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有。同时根据《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》相关规定，国补退坡后相关项目可核发绿证并参与绿电交易，据此庄河III海上风电项目在国补退坡前实际不享有绿电收益。另根据 136 号文要求，纳入新能源可持续发展价格结算机制的电量不再重复享受绿证收益。

因此，结合庄河III海上风电项目国补退坡时间早于机制电量执行期限的实际情况，庄河III海上风电项目在国补退坡前不享受绿电收益，国补退坡后至机制电量执行期届满前，仅非机制电量部分可享受绿电收益，机制电量执行期届满后，全额上网电量均可享受绿电收益。

根据《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（2024 年修订稿）》（京电交市〔2024〕59 号），绿色电力交易价格由经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成。绿色电力交易价格由电能量价格与绿色电力环境价值组成，经营主体应分别明确电能量价格与绿色电力环境价值。

根据辽宁电力交易中心有限公司发布的《辽宁电力市场信息报告（2025 年四季度）》，2025 年度辽宁省绿电绿证交易量质齐升，绿电供给能力实现翻番，主动消费绿电企业覆盖全部地市核心行业。全年累计达成绿电交易 170.85 亿 kW·h，同比增长 43%，国网系统排名第 4；完成绿证交易 92.75 万张，同比增长 89%，实现规模与增速双跃升。

根据国家绿证核发交易系统披露信息，自 2025 年 4 月起，该系统按月披露当月绿证交易均价，其中 2025 年 7 月-2026 年 1 月期间，归属于 2025 年生产的绿证交易均价为 5.59 元/个。按照绿证核发规则，1 个绿证对应 0.1 万 kW·h 绿色电力，以此交易均价测算，庄河III海上风电项目机制电量执行期届满后，通过绿电交易可新增的收益每年最高可达约 337.70 万元[8]。

因此，庄河III海上风电项目在国补退坡后，非机制电量部分可享受绿电收益，在机制电量执行期限（2040 年 11 月止）结束后，庄河III海上风电项目 100%上网电量[9]可享受绿电收益，但基于资产评估审慎性原则，该部分潜在绿电收益未纳入本次资产评估测算范围。

表 15：绿证交易数据

单位：万个、元/个

月度	绿证交易数量	均价
2025 年 4 月	909	4.12

[8] 以 2041 年预测上网电量为基础，绿电收益=预测上网电量（单位：万 kW·h）×10×绿证价格÷（1+6%增值税税率）。

[9] 随着风电机组陆续退役，项目上网电量将逐步下降，对应绿电收益将相应减少。

月度	绿证交易数量	均价
2025 年 5 月	650	4.91
2025 年 6 月	1,210	6.48
2025 年 7 月	1,903	6.88
2025 年 8 月	2,013	8.10
2025 年 9 月	3,252	6.46
2025 年 10 月	2,356	5.22
2025 年 11 月	6,458	5.16
2025 年 12 月	12,176	5.15
2026 年 1 月	6,188	5.51
合计/加权均价	**37,115**	**5.59**

数据来源：国家绿证核发交易系统

综上，庄河III海上风电项目电价受政策规则、区域供需、消纳条件、能源结构及电力市场化改革等多重因素综合影响，其中政策与交易规则、市场供需、消纳能力、电源出力特性影响程度较高；冬季供暖期火电“以热定电”刚性出力与大风季重叠、新能源装机增长等对市场化电价形成阶段性压力，但随着电力现货、辅助服务、跨区交易及绿电政策的持续深化落地，将对电价结构与收益水平形成积极影响。庄河III海上风电项目作为存量新能源项目享有明确的机制电价与电量保障，已提前锁定中长期交易电价，且快速适应现货市场运行，绿电收益亦按政策分步释放，叠加区域系统调节能力与消纳水平不断提升，各类因素对基金存续期内电价的整体影响可控，相关影响已在资产评估及现金流预测中予以充分、审慎考虑。

3.与电力市场化改革相关的风险揭示与缓释措施

（1）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“一、与不动产基金相关的风险”之“行业政策风险”中进行了相关披露，具体如下：

本项目存续期内，电价水平受国家及地方电力市场化改革政策、电力交易规则、区域电力供需关系、新能源消纳条件、电源结构及季节性出力变化等多重因素影响，存在一定不确定性；冬季供暖期火电机组“以热定电”与大风季新能源大发重叠、省内新能源装机规模持续增长等情形，可能对市场化交易电价形成阶段性下行压力，电力现货市场价格波动、辅助服务成本分摊、跨区交易机制及绿电政策调整亦可能对项目电价结构与收益水平产生影响。若未来相关政策发生不利变化、市场供需格局恶化、消纳环境不及预期，可能导致项目市场化交易电价低于预期、辅助服务成本增加，进而对项目收入及现金流产生不利影响，基金份额持有人面临项目收益不及预期的风险。

（2）缓释措施

当前项目现货市场交易表现优于市场平均水平，作为 136 号文项下存量新能源项目，机制电价与机制电量比例明确、执行期限较长，可为项目收益提供稳定保障，同时国补电价亦构成重要收益缓冲垫；未来基金管理人及运营管理机构将持续提升电力营销能力，加强市场趋势研判与交易策略优化，积极参

与省间交易与各类市场化交易，主动适应电力市场改革进程，充分发挥绿电资源优势。此外，项目相关风险及影响已在资产评估与现金流预测中予以充分、审慎考虑，未来绿电收益空间较大，但基于审慎性原则未纳入估值测算，可为项目收益提供额外空间。

（三）关于成本。根据申报材料，本项目报告期检修维护、配品配件替换等支出计入项目公司营业成本并在“修理费”及“代维费”科目列支，而非计入资本性支出。

请管理人根据《审核关注事项》第三十五条相关规定，补充披露报告期内本项目实际发生的“修理费”“代维费”和“资本性支出”情况，结合同行业可比项目、已上市不动产基金相关支出结构，对比分析本项目成本支出的合理性。

答复：

1.报告期内本项目实际发生的修理费、代维费、安全生产费和资本性支出情况

报告期内，庄河III海上风电项目实际发生的修理费包括项目维修产生的材料费用等，代维费包括运营、安全生产及维修人员工资、检测费用、机组维修、船舶费等。此外，根据《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号），庄河III海上风电项目需根据收入的一定比例计提安全生产费并计入主营业务成本及专项储备，再依据实际使用情况冲减专项储备，具体用途与前述修理费及代维费用途相近。庄河III海上风电项目的资本性支出主要为建设期工程转入固定资产、新增配套设施设备，及针对办公设备和车辆等资产的更新替换支出。

上述会计处理的合理性在于：庄河III海上风电项目修理费、代维费及安全生产费属于维持风机正常运转的必要维护支出，不改变资产性能、不延长使用寿命，不符合《企业会计准则第4号——固定资产》规定的资本化条件，故于发生时计入当期损

益；而在建工程转固、新增设备及办公设备和车辆的更新替换属于独立可辨认资产的购置，能够独立产生未来经济利益且成本能够可靠计量，符合固定资产确认条件，故确认为资本性支出。

报告期内，庄河III海上风电项目实际发生的相关支出情况如下表。

表 16：庄河III海上风电项目修理费、代维费、安全生产费和资本性支出情况

单位：万元

年份		2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度
费用化部分	**修理费**	**91.45**	**-**	**374.33**	**-240.62**
	其中：修理费支出	91.45	-	374.33	292.98
	收到保险理赔	-	-	-	-533.60
	代维费	**1,456.05**	**824.56**	**1,287.46**	**1,331.86**
	安全生产费	**51.94**	**512.35**	**545.74**	**492.36**
	其中：本年计提	51.94	512.35	545.74	492.36
	本年实际使用	-	89.39	265.72	222.65
资本化部分	**资本性支出**	**21,445.51**	**4,694.43**	**226.00**	**2,172.14**
	其中：前期工程转固	21,408.56	4,672.01	-	-
	新增设施设备	36.95	22.42	226.00	2,172.14
合计		**23,044.95**	**6,031.34**	**2,433.53**	**3,755.74**

注：安全生产费实际使用用途与修理费及代维费类似。

2022-2025 年，庄河III海上风电项目代维费及安全生产费金额整体保持平稳；修理费与资本性支出存在一定波动，主要因各年度维修内容及固定资产购置实际需求不同所致。

（1）费用化部分

修理费方面，受 2024 年海上台风影响，项目部分海缆设备受损，2024 年、2025 年分别发生海缆设备抢修维修支出 374.33 万元、292.98 万元。同时，2025 年度收到 2024 年设备维修对应的保险理赔款 533.60 万元，该笔理赔款冲减当期修理费支出，使得 2025 年修理费实际发生金额有所降低。

代维费方面，项目历史期间均依据与三峡新能源海上风电运维江苏有限公司（简称“三峡江苏运维”）签订的代维协议，按约定计提代维费用。

安全生产费方面，历年安全生产费按收入的一定比例计入主营业务成本及专项储备，并按年度实际使用情况冲减专项储备。2022 年发生金额偏低，主要原因：财政部、应急管理部于 2022 年 11 月 21 日印发新版《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号），大连公司自 2022 年 12 月起执行新标准，当年仅计提一个月安全生产费。

（2）资本化部分

历年资本性支出主要由前期工程转固、计划内新增设施设备两部分构成：

2022-2023 年：以项目建设期工程结算转入固定资产为主，目前项目已全部转固，后续该类支出不再发生；同期另有零星新增生产运营配套设备，金额分别为 36.95 万元、22.42 万元。

2024 年：主要新增鲁固直流稳控系统安全防护装置、微型纵向加密装置、蓄电池组等机器设备，金额 226.00 万元。

2025 年：主要新增集控中心系统软硬件、集控中心通信设备等，金额 2,063.24 万元，该部分为计划内一次性支出，未来不再发生；其余为零星生产及辅助设备支出。

目前项目计划内资本性支出已全部完成，未来资本性支出预测主要为办公设备、车辆等资产的常规更新替换。

2.同行业可比项目、已上市不动产基金相关支出情况

管理人、评估机构选取标的资产与庄河III海上风电项目同属于海上风电项目的中信建投国家电投新能源 REIT 进行分析。经查询公开信息，中信建投国家电投新能源 REIT 底层资产为滨海北 H1 项目、滨海北 H2 项目（合称“滨海北项目”），项目公司为国家电投集团滨海海上风力发电有限公司（简称“滨海公司”），其营业成本情况如下表。

表 17：滨海公司营业成本情况

单位：万元

项目	2020 年度	2021 年度	2022 年度
主营业务成本-风力发电	**34,558.15**	**41,549.32**	**43,267.43**
其中：折旧摊销	28,349.91	28,894.29	30,146.47
购入电力费	167.71	191.39	212.82
海域使用金	295.22	241.14	241.14
材料费	14.58	2,019.10	-79.58
委托运行费	3,458.56	5,739.82	10,339.40
修理费	40.61	2,331.92	255.56
其他费用	2,231.56	2,131.66	2,151.62

项目	2020 年度	2021 年度	2022 年度
其他业务成本	177.51	1.71	-
合计	34,735.66	41,551.03	43,267.43

资料来源：中信建投国家电投新能源 REIT 招募说明书

与滨海北项目检修维护相关的支出主要包括材料费、委托运行费、修理费和其他费用，均计入当期损益。

材料费：为滨海北项目海上风电站进行维护检修所需购买发生的材料成本，2021 年度由于风机出质保期较以前年度有较大增幅。

委托运行费：包括风机维修维护的外包费用及运营管理机构的现场管理费等，随着滨海北 H1 项目、滨海北 H2 项目整机分别于 2020 年、2021 年出质保而有所增长。

修理费：包括每年海上风电站维护检修相关人工成本等。

其他费用包括：财产保险费、售电服务费、安全生产费、信息系统维护费、物业管理费及中介咨询费等费用。

资本性支出方面，根据中信建投国家电投新能源 REIT 招募说明书，2020-2022 年，滨海公司购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金分别为 35,276.91 万元、3,829.80 万元及 1,644.21 万元，主要为滨海北 H1 项目和滨海北 H2 项目分次支付的工程款。随着滨海北 H1 项目和滨海北 H2 项目的工程款逐步结清，项目公司的资本性支出大幅减小。

3. 庄河Ⅲ海上风电项目成本支出的合理性分析

海上风电项目无需按照固定周期进行大修翻新，修理费、代维费及资本性支出随项目建设进度、实际维修内容、固定资产购置需求而波动，符合海上风电资产的运行特征。庄河Ⅲ海上风电项目与中信建投国家电投新能源 REIT 底层资产同属海上风电项目，尽管会计入账方式不完全相同，但两者均将维持风机正常运转的检修维护支出计入当期损益，将独立可辨认资产的购置确认为资本性支出，符合《企业会计准则第 4 号——固定资产》关于后续支出费用化与资本化的区分原则及行业通行惯例。综上，庄河Ⅲ海上风电项目成本支出具备合理性。

（四）关于资产评估

结合庄河III海上风电项目实际运营情况及未来趋势，庄河III海上风电项目已对资产评估相关参数进行调整，以2025年12月31日为评估基准日，庄河III海上风电项目资产组账面价值为36.58亿元，评估价值为约37.69亿元，评估增值率为3.02%，增值率较申报稿下降3.23%。具体调整如下：

表18：资产评估参数调整情况

单位：万元、万kW·h、h、元/kW·h（含税）

项目	申报稿	反馈稿	资产评估影响	说明
资产评估结果	**443,262.03**	**376,880.90**	下降**66,374.19**万元，下降比例**14.97%**	**2025年7-12月期间已收回国补回款不再纳入估值范围，导致资产评估结果及资产组账面价值同时下降**
账面价值	**417,193.06**	**365,821.86**	下降**51,371.20**万元，下降比例**11.59%**	
其中：应收账款账面价值（以国补为主）	**119,944.99**	**74,247.10**	下降**45,697.89**万元，下降比例**10.31%**	
收益期限	**2025.7.1-2045.11.24**	**2026.1.1-2045.11.24**	下降	**基准日调整导致收益年限减少0.5年**
上网电量	**65,473.84** **注：期末考虑在役机组情况等比例下调**	**2026年：57,934.58** **2027-2030年：61,240.61** **2031年及以后：63,941.41** **注：期末考虑在役机组情况等比例下调**	下降**18,489.82**万元，下降比例**4.17%**	**主要因弃风率假设调整**
其中：弃风率	3.07%	2026年：14.20% 2027-2030年：9.30% 2031年及以后：5.30%		考虑当地供需情况及发展
综合厂用电率	3.37%	3.41%		根据历史表现

项目	申报稿	反馈稿	资产评估影响	说明
电网结算电价	**0.3145**	**2026 年：0.3072** **2027 年：0.3141** **2028 年：0.3182** **2029 年：0.3202** **2030 年及以后：0.3222**	上升 **1,367.12** 万元，上升比例 **0.31%**	**主要因省内中长期及现货电价假设调整**
其中：机制电价	0.3749	0.3749		由政策明确
省内中长期及现货电价	0.3718	2026 年：0.2850 2027 年：0.3050 2028 年：0.3150 2029 年：0.3200 2030 年及以后：0.3250		考虑当地供需情况及发展
“煤改电”电供暖交易	0.1500	考虑不再发生		由政策明确
系统及考核费用	每月 259.90 万元（含税）	每月 138.04 万元（含税）		参考交易规则及近期表现
代维费	**含税 3,200 万元，后续每 3 年增长 4%**	**含税 3,049.65 万元，后续每 2 年增长 2.88%**	上升 **1,124.94** 万元，上升比例 **0.25%**	**基于实际合同金额**
税前折现率	**7.57%**	**7.64%**	下降 **1,465.17** 万元，下降比例 **0.33%**	**综合考虑无风险利率及行业资本结构变动**

1.关于电量。根据申报材料，本项目上网电量＝并网容量×理论发电小时数×（1－弃风率）×（1－综合厂用电率）。

（1）关于理论发电小时数。根据申报材料，预测 2025 年 7-12 月理论发电小时数参考 2025 年 7-9 月实际发电数据，并结合 2021-2024 年同期（10-12 月）平均值确定为 950 小时，2026 年度及以后参考 2021-2025 年理论发电数据并结合历史长期风资源变化趋势确定为 2,339.50 小时。请管理人、评估机构结合问题（一）的答复情况、风资源条件及其变化趋势等，说明理论发电小时数预测的合理性。

答复：

资产评估中，2026-2043 年理论发电小时数假设为 2,339.50 小时，考虑部分机组使用寿命届满退役，2044 年及 2045 年 1-11 月理论发电小时数假设分别为 1,480.14 小时及 306.84 小时，与申报稿一致。

理论发电小时数取值主要取决于场址风资源条件，核心影响因素是风速水平。2021-2025 年期间，本项目理论发电小时数呈现周期性波动。自 2004 年以来，本项目所在海域气象站实测多年平均风速为 3.52m/s，风速均值处于 2022-2023 年年度风速区间水平之间。本次评估以 2022-2023 年平均理论发电小时数 2,368.95 小时为基准，并结合区域风资源特征审慎适度下浮，测算确定项目预测理论发电小时数为 2,339.50 小时，符合项目历史运行规律和风资源变化趋势，具体说明如下：

表 19：庄河Ⅲ海上风电项目历史风速及理论发电小时数情况

单位：m/s、h

项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
平均风速	5.85	5.57	5.47	5.43	5.09
理论发电小时数	2,492.51	2,357.96	2,379.95	2,311.86	1,936.70

2021-2025 年期间，庄河III海上风电项目理论发电小时数波动率为 8.24%、标准差为 189.13。具体详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（1）庄河III海上风电项目历年实际发电量和理论发电小时数的波动率、方差、标准差等统计指标”。但由于项目全容量并网至今年限较短，观测样本较少，统计学数据无法体现完整风资源波动的周期性。

根据国家能源局发布的《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》（标准号：NB/T 31147-2018）：“测风分析应分析长期风速观测资料的一致性，选择一致性较好的连续时段作为测风数据长系列代表性的判定基准。”根据项目可行性研究报告，长海气象站邻近黄海海域，与庄河III海上风电项目所处海上环境条件较为相近，长海气象站的风速自 2004 年以来实现自动化观测，有较长期限的历史测风数据，其风速观测数据可为庄河III海上风电项目区域风资源波动分析提供重要参考。长海气象站观测数据显示，区域风资源存在客观周期性波动特征。2021-2025 年，该气象站风速整体呈下行趋势，与庄河III海上风电项目实际风速变化趋势基本一致。

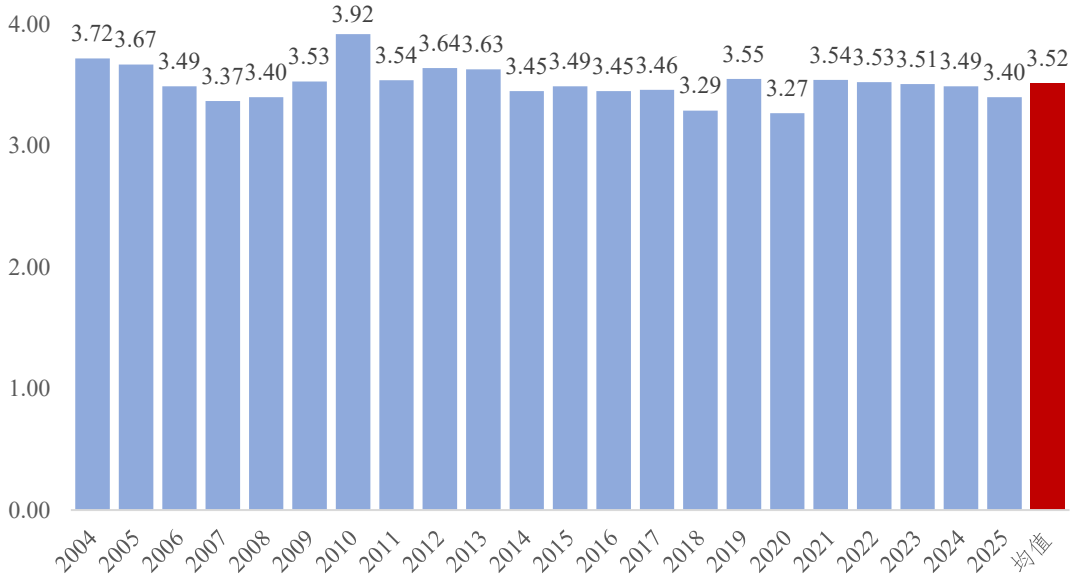


图 12：长海气象站历史测风数据（单位：m/s）

2004 年以来，长海气象站风速均值为 3.52m/s，介于 2022 年与 2023 年的风速水平之间。本次评估所采用的理论发电小时数预测值低于 2022 年、2023 年水平，具有合理审慎性。

综上，本次资产评估中对于理论发电小时数的预测考虑了风资源的波动性情况，取值低于历史平均风速对应的水平，资产评估中关于理论发电小时数的预测取值具备合理性。

（2）关于弃风率。根据申报材料，本项目 2024 年弃风率受庄河海域周边海上风电并网影响，由 2023 年的 2.80%增长至 5.04%；预测 2025 年 7-12 月的弃风率参考 2021-2024 年同期（7-12 月）平均值确定为 1.96%；2026 年及以后参考 2022-2025 年平均值确定为 3.07%。请管理人、评估机构结合区域新增装机趋势、并网情况、电网送出以及区域消纳能力等，说明弃风率预测的合理性。

答复：

申报稿中，资产评估所采用的弃风率假设为 3.07%。结合庄河III海上风电项目所在地电力市场供需关系、区域新能源装机规划、电力系统调节能力及国家政策导向等情况，本次资产评估已对弃风率假设进行了调整，具体为：2026 年 1-3 月弃风量按照实际水平取值，2026 年 4-12 月参照 2025 年同期弃风率水平并进行保守处理，最终全年预测值为 14.20%；2027-2030 年弃风率预测值为 9.30%（参照 2025 年弃风率）；2031 年及以后弃风率预测值为 5.30%。其合理性分析如下：

1）结合供需关系、电网输送能力、储能装机规划及其他规划落地进度，本次评估对弃风率进行分段预测

从供需关系（含新增装机趋势、并网情况）来看：（a）短期内，在“双碳”战略持续推进下，辽宁省新能源装机规模仍将提升区域行业竞争压力短期持续存在；（b）《辽宁省十五五规划建议》明确要求优化完善风电、光伏开发布局，叠加国家 136 号文对存量、增量新能源机组实施分类差异化政策，新增项

目收益预期不确定性明显提升，一定程度上抑制了市场主体新能源投资扩产意愿，未来辽宁省新能源装机增长步伐将逐步放缓；（c）中长期看，上层政策对新能源合理布局与高效消纳作出指导，明确了持续改善新能源消纳环境的要求。供需关系对庄河III海上风电项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（2）”之“2）供需关系、电网调度政策对实际发电量的影响”之“（b）供需关系”及“（3）”之“2）弃风影响因素的变化趋势”之“（a）新能源装机规划”。

从电网输送容量（含电网送出以及区域消纳能力）来看：（a）庄河III海上风电项目接入辽宁电网通道冷家变及黄海变容量充足、可靠，并可通过利用鲁固直流、高岭直流背靠背、东北电网 500kV 交流主网架等跨区外送通道实现跨省消纳；（b）随着区域内新能源并网增加，黄海变可能进行主变压器扩容增容，提升全站输电容量上限，从而加强新能源接纳能力，为储能、抽蓄、新增海上风电并网提供网架保障，推动辽宁半岛东部新能源集约化开发；（c）短期内辽宁省无新增特高压外送通道投产，对外输送能力偏紧，但中长期看高岭直流背靠背工程改造升级有望纳入规划，吉京直流特高压工程计划于 2029 年建成投产，主要面向北京市等地消纳，可显著提升包括辽宁省在内的东北地区新能源电量消纳水平。电网输送容量对本项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（2）”之“2）供

需关系、电网调度政策对实际发电量的影响”之“（c）电网输送容量”及“（3）”之“2）弃风影响因素的变化趋势”之“（b）电网建设与改造计划”。

从储能装机规划看：（a）现阶段辽宁省已投产储能规模较小，电网送出以及区域消纳能力有限；（b）辽宁省正重点围绕辽西北、大连（庄河）、营口等新能源富集区域配置新型储能，配储比例不低于新能源装机 15%-20%，时长 2 小时及以上，目标在 2027 年前基本形成规模调节能力；（c）2029-2031 年期间，省内将集中建成投产抽水蓄能电站，总装机规模约 630 万千瓦，可显著提升新能源消纳能力。储能装机对本项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（3）”之“2）弃风影响因素的变化趋势”之“（c）储能装机规划有利于庄河III海上风电项目打开消纳空间”。

从其他影响因素看：（a）辽宁省经济发展具备较大增长潜力，区域电力市场常年存在用电缺口，且正持续推动 “高端制造 + 绿色能源” 协同发展模式，促进新能源发电与高可靠负荷就地匹配；（b）辽宁省正积极推进存量风电机组改造，并对新投运风机执行更严格的涉网新标准，可有效减少技术性弃风。其他影响因素对本项目弃风的影响详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（一）关于发电量”之“1.关于发电量波动”之“（3）”之“2）弃风影响因素的变化趋势”之 “（d）其他影响因素”。

因此，结合上述趋势，预计“十五五”期间内导致本项目弃风的主要问题仍阶段性存在，但随着送出通道、抽水蓄能等项目陆续投产，预计 2030 年前后辽宁省电力系统调节灵活性、新能源消纳承载能力将得到显著提升。

2）2026-2030 年的弃风率预测参考了历史最高水平

2026 年的弃风率的预测采用分段方式：2026 年 1-3 月受“以热定电”及未及时适配排序规则等偶发性因素影响，弃风率达到 14.85%，因此预测中 2026 年 1-3 月弃风量按照实际水平取值；2026 年 4-12 月参照 2025 年同期弃风率水平并进行保守处理，最终确定全年弃风预测值为 14.20%。

2027-2030 年弃风率预测综合考量本项目历史运行情况及外部环境变化，鉴于 2026 年初的高弃风率主要受偶发性、阶段性因素影响，不具备长期代表性，因此预测采用历史年度最高水平，即以 2025 年弃风率 9.30%作为预测取值。

综上，2026-2030 年的弃风率预测均参考历史同期最高水平确定，预测取值审慎、合理。

3）2031 年及以后预测值综合考虑了外送通道建设、储能装机情况及其他因素对于庄河Ⅲ海上风电项目消纳的影响

外送通道建设方面，吉京直流特高压工程的建成投产将有效提高东北电网新能源的消纳能力，从而降低本项目弃风水平。按吉京直流特高压工程年规划外送电量 300 亿 kW·h、其中新能源电量占比 60%测算，预计每年可外送新能源电量超 180 亿

kW·h。2025 年东北电网区域（含黑龙江省、吉林省、辽宁省及蒙东地区）新能源发电量约 2,100 亿 kW·h，假设 2026-2031 年东北电网新能源发电量实现翻番，达到 4,200 亿 kW·h。经保守计算，2031 年吉京直流特高压工程可带动东北电网区域新能源消纳比例为 180/4,200=4.3%，即该外送通道可提升包括辽宁省在内的东北电网新能源消纳能力约 4.3%[10]。

储能装机方面，抽水蓄能项目建成投运后，将有效增强辽宁省电力系统调节灵活性，从而降低庄河III海上风电项目弃风水平。按新建抽水蓄能电站平均发电利用小时数 1,500h、综合效率 70%测算，630 万千瓦的抽水蓄能项目投运后年发电量约 94.5 亿 kW·h，年抽水用电量约 135 亿 kW·h。从全省发电规模看，“十四五”期间辽宁省发电量年均增速约 2.12%，结合 2026 年全省 GDP 增长目标 4.5%左右，假设 2026-2031 年发电量年均增速为 5%，则 2031 年辽宁省发电量预计可达 3,361 亿 kW·h。经保守测算，2031 年抽水蓄能年抽水用电量约占全省发电量的 4%，即上述抽蓄项目可提升辽宁省整体电力消纳能力约 4%[11]。考虑到抽水蓄能用电主要用于消纳富余新能源、发电主要用于替代火电，即发挥削峰填谷的调节性功能，其对新能源消纳的实际支撑作用更为显著。

因此，从外送通道建设和储能装机对新能源消纳的促进作用看，预测本项目自 2031 年起弃风率下降 4 个百分点，具备审

[10] 注：工程处于规划阶段，尚无准确数据，此处仅基于一般性假设进行模拟测算，结果仅供参考。

[11] 注：工程尚未投运，此处仅基于一般性假设进行模拟测算，结果仅供参考。

慎性与合理性。此外，其他因素方面，辽宁省产业规划落地将提升对清洁电力的需求，技术改造将提升电网调度灵活性，均有望改善本项目的弃风情况。

综上，未来随着辽宁省内新能源装机节奏放缓、系统调节能力持续提升，叠加东北电网跨省跨区外送通道逐步建成投产，本项目弃风压力将得到有效缓解，预测2031年后弃风率为5.3%具有审慎性和合理性。

4）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“不动产项目弃风率预测偏差风险”中进行了相关披露，具体如下：

本次预测中，2026 年弃风率假设为 14.20%，2027-2030 年弃风率预测值为9.30%，2031年及以后弃风率预测值为5.30%。其中假设2031年起弃风率下降4个百分点，主要基于两方面因素考量：一是外送通道建设落地的带动作用，吉京直流特高压工程计划于2029年建成投产，投用后将有效提升东北电网对新能源的消纳能力；二是辽宁省储能装机规划的落地影响，2029-2031 年间，辽宁省将集中投产总装机规模约 630 万千瓦的抽水蓄能电站，可进一步增强电力系统的调节灵活性，助力新能源消纳。

需要注意的是，目前外送通道建设及储能装机项目均处于规划或初期推进阶段，存在项目无法落地、未能按时投产的潜在风险，该等风险可能导致弃风率实际值与预测值出现偏差，进而对不动产项目的现金流产生不利影响。

（3）关于综合厂用电率。根据申报材料，本项目 2025 年 7-12 月的综合厂用电率参考 2021-2024 年同期（7-12 月）平均值确定为 3.44%；2026 年及以后参考 2021-2025 年平均值确定为 3.37%。请管理人、评估机构结合历史数据波动原因、相关用电设备全生命周期运营特征、未来可能导致综合厂用电率偏离预测值的风险因素（如设备老化加速），说明综合厂用电率预测的合理性。

答复：

申报稿中，资产评估所采用的综合厂用电率假设为 3.37%。考虑到近年项目经营情况的波动情况，本次资产评估已对综合厂用电率假设进行调整，预测 2026 年及以后年度的综合厂用电率，采用 2021-2025 年综合厂用电率加权平均值 3.41%，其合理性分析如下：

1）综合厂用电率及影响因素

综合厂用电率指发电厂在一定时期内，生产过程中所消耗的全部厂用电量与发电量的比率。综合厂用电率=综合厂用电量/实际发电量=（实际发电量－上网电量）/实际发电量。

对于海上风电项目，综合厂用电量主要包括风机自用电、海底电缆输电损耗、电缆损耗、电气设备损耗、站用电、照明等。

庄河Ⅲ海上风电项目自全容量并网以来的综合厂用电率数据如下表：

表 20：庄河Ⅲ海上风电项目综合厂用电率情况

单位：万 kW·h

年份	实际发电量	上网电量	综合厂用电量	综合厂用电率
2021 年	73,786.45	71,115.00	2,671.45	3.62%
2022 年	69,578.66	67,092.00	2,486.66	3.57%
2023 年	69,123.90	66,728.52	2,395.37	3.47%
2024 年	65,593.95	63,465.49	2,128.45	3.24%
2025 年	52,486.45	50,893.32	1,593.13	3.04%

2021-2025 年，庄河III海上风电项目的综合厂用电率呈现下行趋势，且其波动情况与实际发电量呈现正相关趋势。根据项目公司反馈，可能的原因为：近年来项目所在区域风速水平下降，加上弃风有所上升，机组处于低出力状态的时间较长，相应的损耗有所降低。

2）综合厂用电率预测的合理性说明

在资产评估中，考虑到近年项目经营情况的波动情况，预测 2026 年及以后综合厂用电率取 2021-2025 年综合厂用电率的加权平均值 3.41%。管理人认为较为审慎合理，原因如下：

（a）综合厂用电率预测值符合历史波动趋势

如上文分析，从历史波动情况看，项目综合厂用电率与实际发电量呈现正相关趋势。庄河III海上风电项目预测发电量与 2024 年接近，预测的综合厂用电率高于 2024 年的实际发生额 3.24%，具有审慎性。

（b）综合厂用电率并非一定随设备老化逐年上升

理论上，随着风机、电气设备、电缆等设备老化，其耗电量可能有所上升。但在设备质量可靠、设计冗余充足、运维体系完善、控制策略持续优化的前提下，设备老化带来的损耗增加可通过维护与运行优化有效抵消，机组可利用率与发电量保持稳定，综合厂用电率在全生命周期内可保持基本平稳，无明显上升趋势。下图为三峡能源某并网超 17 年的风电项目的综合厂用电率情况，可以看出综合厂用电率并非一定会随着设备老化逐年上升。

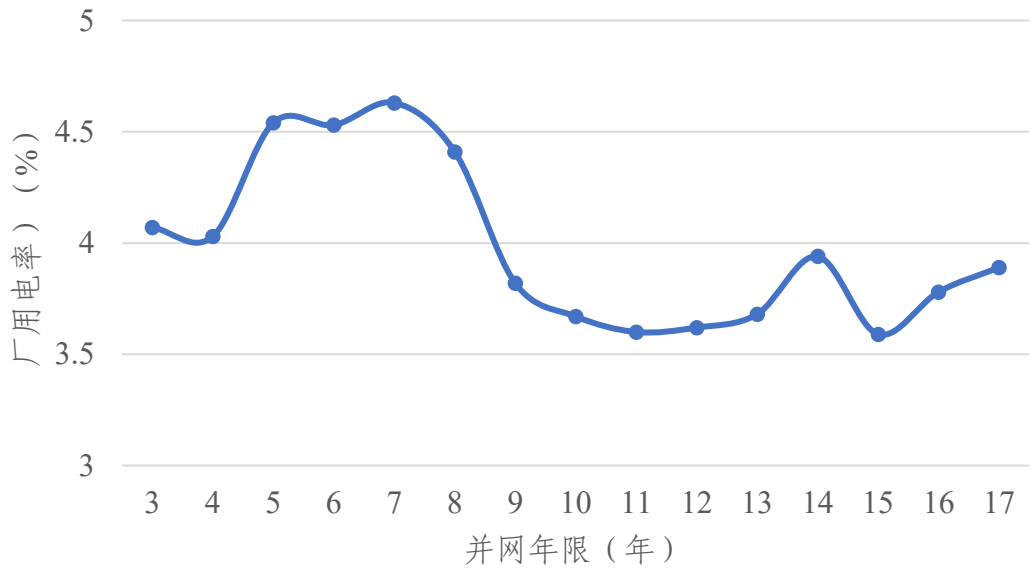


图 13：某风电项目的综合厂用电率情况

数据来源：运营管理机构提供

依托三峡能源专业的运营管理能力，庄河III海上风电项目形成了完善的维护管理体系。项目投运以来传输效率良好，输电系统运行稳定，综合厂用电率均优于项目可行性研究报告估算的 4%。

综上所述，管理人认为，庄河III海上风电项目综合厂用电率预测具有合理性和审慎性。

2.关于电价。根据申报材料，本项目国补电价、市场化电价均按照目前定价机制进行预测。请管理人、评估机构充分评估相关定价机制在不动产基金存续期内是否存在政策调整的可能性，并结合问题（二）的答复情况，充分说明未来电价取值的合理性。

答复：

管理人认为，庄河III海上风电项目在未来存续期内，国补电价及机制电价由相关政策明确价格水平、电量范围及执行期限，未来调整可能性较低，该部分电价占综合电价比例约 84%，执行确定性较高；但结合当前电力市场化改革进程及辽宁省电力现货交易规则的持续优化完善，机制外电价形成机制后续存在一定调整可能，或将对机制外电价水平产生潜在波动影响，该部分电价占综合电价比例约 16%，其中省内中长期交易电价为机制外电价的主要构成部分，相关交易合同主要于年度及多月度周期前完成签订，年度内执行确定性较高。

庄河III海上风电项目已对上述电价定价机制调整的可能性及其对项目资产评估与现金流预测的影响进行充分审慎评估，资产评估中相关电价参数调整及权重情况如下：

表 21：电价参数调整情况

单位：元/kW·h（含税）、万元/月（含税）

电价类型	资产评估情况			
	申报稿	反馈稿	资产评估结果影响	权重
综合电价	**0.7896**	**0.7807-0.7958**	上升	**100%**
一、国补电价	**0.4751**	**0.4751**	不变	**约 60%**

电价类型	资产评估情况			
	申报稿	反馈稿	资产评估结果影响	权重
二、电网结算电价	**0.3145**	**2026 年：0.3072 2027 年：0.3141 2028 年：0.3182 2029 年：0.3202 2030 年及以后：0.3222**	**上升**	**约 40%**
其中：机制电价	0.3749	0.3749	不变	约 24%
省内中长期	0.3718	2026 年：0.2850 2027 年：0.3050 2028 年：0.3150 2029 年：0.3200 2030 年及以后：0.3250	下降	约 16%
省内现货交易				
省间中长期	0.3085	0.3085	不变	约 3%
“煤改电”电供暖交易	0.1500	不考虑	上升	-
系统及考核费用	259.90	138.04	上升	约-3%

（1）近期电价高于评估预测水平，具备较高的可实现性

自 2025 年 3 月辽宁省正式启动省内现货市场连续结算试运行以来，至 2026 年 3 月期间，庄河III海上风电项目电网结算电价加权平均值为 0.3505 元/kW·h（含税），高于资产评估假设的 0.3072 元/kW·h（含税）-0.3222 元/kW·h（含税）区间，资产评估及现金流预测假设具备较强的可实现性，具体如下：

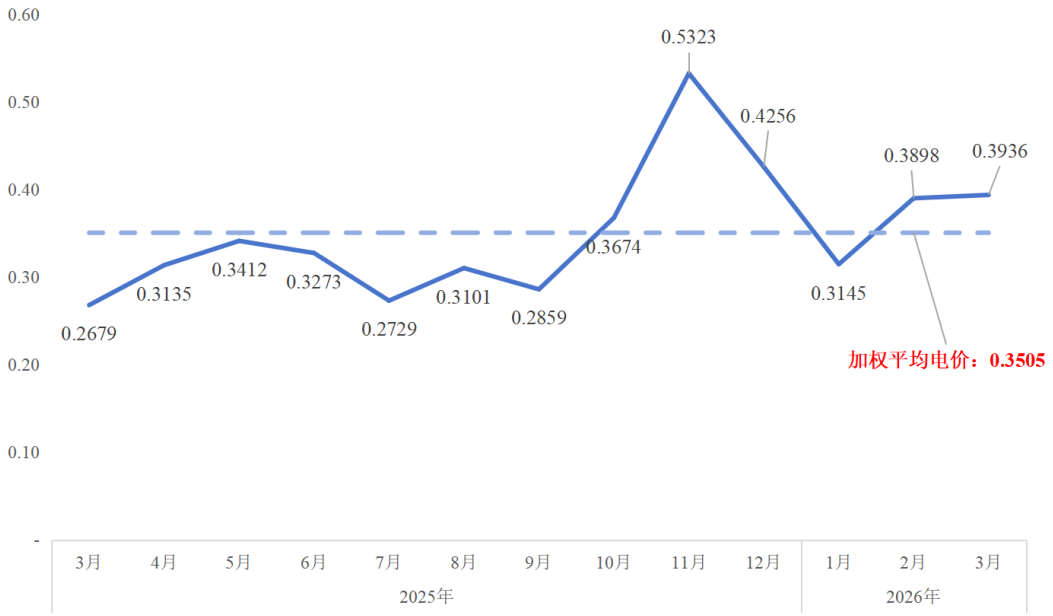


图 14：2025 年 3 月-2026 年 3 月电网结算电价情况

（2）国补电价、机制电价由政策明确，具备较强确定性，机制外电价整体表现稳定

项目电价主要包括国补电价、机制电价、省内中长期交易电价、省内现货交易电价、省间中长期电价等，其中，国补电价（0.4751 元/kW·h，执行期 20 年）及机制电价（0.3749 元/kW·h，比例不超过上网电量的 55%，执行期 20 年）政策已明确，具备较高确定性；其他电价属于机制外电价，主要由市场供需决定。

1）国补电价稳定性分析

国补由我国相关法律法规明确规定，具有稳定性，具体分析如下：

（a）法律法规基础

根据《中华人民共和国可再生能源法（2009 修正）》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》（财综〔2011〕115 号）及《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号），电网企业收购可再生能源电量的价格高于燃煤发电上网基准价的差额，由可再生能源发展基金下可再生能源电价附加补助资金解决。

《关于加强可再生能源电价附加补助资金常态化管理有关工作的通知》（财办建〔2024〕6 号）进一步要求对国补资金实行常态化管理，电网企业应严格按照现行政策规定审核和拨付补助资金。

（b）最新政策规定

2025 年 1 月 27 日，国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），明确“享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。”

（c）庄河Ⅲ海上风电项目执行国补政策情况

a）庄河Ⅲ海上风电项目已纳入补贴清单并通过合规核查，合法合规享受国补

根据国家电网有限公司《关于公布 2024 年第三批可再生能源发电补贴项目清单的报告》，庄河Ⅲ海上风电项目于 2024 年

3 月被列入可再生能源电价附加资金补助清单；经核查国网新能源云（https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/publishObject）网站，庄河III海上风电项目已纳入第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单。

b）庄河III海上风电项目执行的国补电价、电量及期限

根据辽宁省发展和改革委员会于 2019 年 3 月 25 日出具的《省发展改革委关于三峡新能源大连发电有限公司三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电场项目上网电价的批复》（辽发改价格〔2019〕581 号），核定庄河III海上风电项目上网电价为 0.85 元/kW·h（含税），该批复电价与燃煤发电标杆上网电价（0.3749 元/kW·h，含税）的差价部分（0.4751 元/kW·h，含税）即为国补电价。

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号）及《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号），海上风电项目自并网之日起满 20 年或全生命周期合理利用小时数达到 52,000h 后，不再享受中央财政补贴资金。根据庄河III海上风电项目历史实际发电情况及预测期利用小时数估计，由于年均发电小时数低于 2,600h[12]，故预计项目可在并网满 20 年内享受国补，具备可持续性。

[12] 2,600h＝52,000h / 20 年

（d）资产评估中对国补电价的预测

本次资产评估中严格参照国补相关政策，假设不动产项目自并网之日起满 20 年内，其全部上网电量可享受国补电价 0.4751 元/kW·h（含税）。

此外，根据《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》，国补期限结束后，将核发绿证准许项目参与绿证交易。绿证交易买卖双方自行协商或者通过竞价确定认购价格，该价格不得高于该绿证所对应电量的可再生能源电价附加资金补贴金额。原始权益人愿意主动让渡绿证收益，与投资者共享清洁能源电站产生的绿色能源附加收益。

综上，国补由国家相关法律法规及规范性文件明确规定，136 号文进一步明确已享受财政补贴的项目在全生命周期合理利用小时数内补贴标准按原有规定执行。庄河III海上风电项目已纳入补贴清单并通过合规核查，合法合规享受国家补贴，补贴电量、电价及补贴期限均严格按照国家相关政策执行。本次资产评估基于上述政策口径进行预测，并基于审慎性原则并未考虑国补到期后可能产生的绿证收益。

2）市场化电价稳定性分析

庄河III海上风电项目市场化电价主要包括现货交易及中长期交易，其中现货交易具体包括省内现货交易（机制电量部分根据机制电价执行差价结算机制）及省间现货交易；中长期交

易具体包括省内中长期交易、省间中长期交易及“煤改电”电供暖交易。

其中，机制电价由国家及辽宁省相关政策规定执行，量、价、期限明确；其他市场化电价（即“机制外电价”）由属地电力供需情况决定，受相关交易规则指导，存在定价机制调整的可能性。

（a）机制电价稳定性分析

机制电价由 136 号文及辽宁省承接方案明确规定，具有稳定性，具体分析如下：

a）政策基础

2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），大力推动新能源高质量发展，建立新能源可持续发展价格结算机制（简称“差价结算机制”），对纳入机制的电量（简称“机制电量”），市场交易均价低于或高于纳入机制的新能源电价水平（简称“机制电价”）部分，由电网企业按规定开展差价结算。

2025 年 9 月，辽宁省发展改革委、辽宁省工业和信息化厅发布《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（辽发改价格〔2025〕734 号）及《关于新能源存量项目有关事项的通知》（辽发改价格〔2025〕739 号）（合称“辽宁省承接方案”），明确于辽宁省建立新能源可持续发展价格结算机制。

b）庄河Ⅲ海上风电项目执行机制电价政策情况

（Ⅰ）庄河Ⅲ海上风电项目属于 136 号文及辽宁省承接方案明确的存量项目，合法合规享受机制电价

136 号文明确对新能源存量、增量项目分类施策；辽宁省承接方案进一步明确，存量项目指 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）的集中式风电（含陆上风电和海上风电）、集中式光伏项目、分散式风电、分布式光伏项目，增量项目指 2025 年 6 月 1 日起投产的前述新能源项目。

庄河III海上风电项目投产时间为 2020 年 11 月，早于 2025 年 6 月 1 日，属于 136 号文及辽宁省承接方案规定的存量项目，相关资质由辽宁省发展改革委、大连市发展改革委及国网辽宁审核认定。经核查国网新能源云网站[13]，庄河III海上风电项目已纳入辽宁省存量新能源项目清单。

（Ⅱ）庄河Ⅲ海上风电项目执行的机制电价、电量及期限

庄河III海上风电项目属于 136 号文及辽宁省承接方案明确的存量项目，根据辽宁省承接方案具体规定，机制电价按照国家政策上限执行，标准为 0.3749 元/kW·h（含税），即为辽宁省燃煤标杆电价，与历史保障性收购电价一致；海上风电项目纳入机制电量比例不超过项目全年上网电量的 55%。原则上项目

[13] https://sgnec.sgcc.com.cn/microsub/app-bidding?t=1771923171017&app-bidding=%7Bentry%7D%2FbiddingColumn%2FbiddingColumDetail%3FnewsId%3D2018528329533566978

年度纳入机制电量总规模按照项目近 2 年上网电量均值×该项目纳入机制电量比例确定，首年纳入机制电量总规模确定后，后续年份不再增加；执行期限按各项目自 2026 年 1 月 1 日起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，全生命周期以首次并网日期作为计算起点，全生命周期合理利用小时数参照国家可再生能源补贴相关规定。

c）资产评估中对机制电价的相关预测

本次资产评估中严格参照 136 号文及辽宁省承接方案相关政策：（Ⅰ）机制电量方面，庄河III海上风电项目 2024 年及 2025 年实际上网电量分别为 63,465.49 万 kW·h 及 50,893.32 万 kW·h，因此，预测自 2026 年起纳入机制电量的总规模为 31,448.67 万 kW·h[14]；（Ⅱ）机制电价方面，庄河III海上风电项目未来机制电价为 0.3749 元/kW·h（含税），即辽宁省燃煤标杆电价；（Ⅲ）机制执行期限方面，通过历史发电利用小时数，预计庄河III海上风电项目自投产之日起 20 年先于首次并网后全周期合理利用小时数 52,000h 到期，故预计庄河III海上风电项目差价结算机制执行期限为 20 年，即至 2040 年 11 月止。

综上，机制电价由 136 号文及辽宁省承接方案明确规定为 0.3749 元/kW·h（含税），执行期限于 2040 年 11 月止，本次资产评估基于上述政策口径进行预测。

[14] 首年纳入机制电量的总规模为 31,448.67 万 kW·h＝（2024 年实际上网电量 63,465.49 万 kW·h＋2025 年实际上网电量 50,893.32 万 kW·h）÷2×55%

（b）机制外电价的稳定性分析

辽宁省电力现货交易及中长期交易由辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委、东北能源监管局于 2025 年 12 月 13 日联合印发的《辽宁省电力市场运营规则（试行 4.0 版）》（辽工信电力〔2025〕175 号）及《辽宁省电力市场配套实施细则（试行 4.0 版）》（辽工信电力〔2025〕176 号）指导执行。

a）市场化电价法律法规依据

（Ⅰ）中长期交易

根据《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号），明确由国务院价格主管部门制定电力中长期市场价格机制的总体原则，各省（区、市）价格主管部门会同能源、电力运行主管部门、电力监管机构组织制定价格结算实施细则；除执行政府定价的电量外，电力中长期市场的成交价格应当由经营主体通过市场形成，第三方不得干预。

表 22：中长期交易的类型及相关规则

类型	相关规则
省内中长期交易	根据《辽宁省电力中长期交易规则》（东北监能市场〔2021〕1号），除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易（包括集中竞价、挂牌、滚动撮合交易等形式）等市场化方式形成，第三方不得干预。双边交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格机制具体由各地区市场规则确定。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则

类型	相关规则
	上由辽宁电力市场管理委员会提出，经省工业和信息化厅、东北能源监管局和省发展改革委审定。 根据辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委、东北能源监管局于2025年12月13日联合印发《辽宁省电力市场运营规则》（试行4.0版，辽工信电力〔2025〕175号）和“辽宁省电力市场配套实施细则”（试行4.0版，辽工信电力〔2025〕176号），省内中长期年度、多月交易价格约束参照燃煤基准价格上下浮动20%执行；月度、月内（多日）、日交易价格约束参照现货市场出清价格上、下限执行。
省间中长期交易	根据《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（2024年修订稿）》（京电交市〔2024〕38号），除保量保价优先发电计划电量执行政府确定的价格外，跨区跨省交易成交价格由经营主体通过市场化方式形成，第三方不得干预。集中竞价交易中，可对报价或者出清价格设置上、下限。限价原则上由市场管理委员会提出，经国家发展改革委、国家能源局审定后执行。
“煤改电”电供暖交易	根据《辽宁省电供暖（供热）电力交易方案及规则》（辽经信电力〔2016〕140号）、《辽宁省电供暖（供热）电力交易规则补充规定的通知》（辽经信电力〔2017〕63号）及《对省十三届人大三次会议<关于全面推进“煤改电”项目建设的建议>（第0372号）的答复》，明确历史上“协调风电、核电提供低电价资源。为确保已改造的电供暖项目正常运转，近几年，省工业和信息化厅每年都协调省内风资源较好、发电效率较高的风电企业和红沿河核电公司分别提供度电0.15元和0.18元的低电价资源，支持煤改电供暖。”

（Ⅱ）现货交易

根据《电力现货市场基本规则（试行）》（发改能源规〔2023〕1217号），现货交易的价格执行边际电价机制，经营主体具有报价权和参与定价权。现货市场应设定报价限价和出清限价，报价限价不应超过出清限价范围。现货市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则由国务院价格主管部门明确制定原则，各省（区、市）价格主管部门会同有关主管部门、国

家能源局派出机构组织制定具体规则，并在当地市场规则中体现。

表 23：现货交易的类型及相关规则

类型	相关规则
省内现货交易	根据《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（辽发改价格〔2025〕734 号）、《辽宁省电力市场运营规则》（试行 4.0 版，辽工信电力〔2025〕175 号）和“辽宁省电力市场配套实施细则”（试行 4.0 版，辽工信电力〔2025〕176 号），现货市场申报价格上限确定为 1.1 元/kW·h，出清价格上限为 1.5 元/kW·h，申报价格、出清价格下限均为-0.1 元/kW·h。
省间现货交易	根据《省间电力现货交易规则（试行）》，省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式。买方市场主体在所在节点申报分时“电力-价格”曲线，考虑所有交易路径的输电价格和输电网损后，逐一折算到卖方节点。在卖方节点，卖方市场主体报价按照从低到高排序，买方市场主体折算后价格从高到低排序。按照买卖双方价差递减的原则依次出清，价差最大的交易对优先成交，直至价差小于零或节点间交易路径可用输电容量等于零。

b）庄河Ⅲ海上风电项目历史市场化电价情况

庄河Ⅲ海上风电项目历史市场化电价整体表现平稳。其中，2025 年电网结算电价同比上升 19.72%，电价水平较前期显著提升，整体表现良好，具体详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（二）关于电价”之“1.庄河Ⅲ海上风电项目历史各类电价情况及形成机制”之“（1）庄河Ⅲ海上风电项目历史各类电价水平及占比”。

c）资产评估中对机制外电价的预测及合理性分析

（Ⅰ）省内中长期及省内现货电价

本次资产评估中，假设 2026 年省内中长期及省内现货合并电价为 0.2850 元/kW·h（含税），逐年上涨，至 2030 年上涨为

0.3250 元/kW·h（含税），后续保持不变，较申报稿中 0.3718 元/kW·h（含税）有所下调。

Ⅰ）省内中长期交易情况

2026 年已签署省内中长期合约平均电价为 0.2850 元/kW·h（含税），高于 2025 年 0.1182 元/kW·h（含税），但仍低于 2022-2024 年平均 0.3720 元/kW·h（含税）。其中，2023-2025 年以年度双边方式形成的省内中长期合约平均电价分别为 0.3749 元/kW·h、0.3749 元/kW·h、0.3734 元/kW·h，2026 年降至 0.3044 元/kW·h。主要原因系 2022-2024 年辽宁省内中长期交易电价主要由火电机组报价决定，围绕燃煤标杆电价 0.3749 元/kW·h（含税）形成；而随着省内现货市场申报及出清价格下限由 0 元/kW·h（含税）调整至-0.1 元/kW·h（含税），叠加新能源大发时段市场情绪波动，部分火电机组为锁定收益，在现货价格较低时通过低价购电履约中长期合同，同时属地售电公司在期初的无序竞争、发电侧降价抢量进一步拉低电价。但未来随着辽宁省电力现货市场运行持续规范、市场主体报价与交易行为逐步回归理性，同时庄河Ⅲ海上风电项目省内中长期交易将回归以年度及多月度交易为主，电价有望进一步回升。但随着未来辽宁省电力现货市场逐步趋于稳定、各市场参与方交易行为日益成熟，省内中长期交易电价水平将逐步改善。2026 年已签署省内中长期合约平均电价形成原因及回升趋势详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（二）关于电价”之“1. 庄河Ⅲ

海上风电项目历史各类电价情况及形成机制”之“（a）省内中长期交易电价波动分析”。

此外，根据《省发展改革委关于 2025 年新能源增量项目竞价有关事项的通知》（辽发改价格〔2025〕842 号），增量项目机制电价执行期限为 12 年，竞价上限为 0.33 元/kW·h、下限为 0.18 元/kW·h；根据国网新能源云公示的辽宁省 2025-2026 年机制电价竞价出清结果，风电项目机制电价以上限价格出清，为 0.33 元/kW·h（含税），该电价水平在一定程度上反映了市场主体对区域长期电价水平的预期，高于庄河III海上风电项目省内中长期电价假设上限 0.3250 元/kW·h（含税）。

中长期来看，2026 年 2 月 8 日，国务院办公厅印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号），明确提出“全面建设更好发现价格、调节供需的现货市场”“完善主要由供需关系决定的电价形成机制，推动市场价格体现电力资源多维价值”。与此同时，国家及地方层面持续推进热电解耦与火电灵活性改造，完善煤电容量电价、电力现货及辅助服务市场机制，加强跨省跨区电力资源互济，推动储能设施建设与需求侧响应发展，上述举措将逐步提升电力系统灵活调节能力，改善区域电力供需格局与电价形成机制。

Ⅱ）省内现货交易

省内现货交易实质上是对中长期合约偏差电量进行结算。在现货价格为正的前提下，若实际上网电量大于合约电量，则相应增加电费收入；若实际上网电量小于合约电量，则相应产

生电费支出。因此，省内现货交易电量规模由实际上网电量与合约电量共同确定，本次资产评估假设中将省内中长期交易电价与省内现货交易电价合并考虑。

辽宁省于2024年11月及2025年3-12月开展省内现货市场运行，期间实时现货交易价格均价约0.28元/kW·h（含税），庄河III海上风电项目交易均价为0.33元/kW·h（含税），与资产评估假设较为接近。

因此，本次资产评估对省内中长期交易及省内现货交易的电价假设具备合理性：2026年省内中长期及省内现货合并电价0.2850元/kW·h（含税）以项目已签订的实际交易合同为基础确定；2027年及以后电价结合政策导向、市场机制完善趋势及长期市场出清价格综合确定。相关电价假设审慎、合理，能够反映项目未来真实电价水平。

III）省间中长期电价

本次资产评估中假设未来省间中长期为0.3085元/kW·h，并不设增长，相较于申报稿的未进行调整，与历史和近期省间中长期合约电价一致，具备审慎性及合理性，具体如下：

2022-2025年，庄河III海上风电项目省间中长期交易电价均为0.3085元/kW·h（含税）。2026年，庄河III海上风电项目已签署的省间中长期交易合同，合同平均含税电价仍为0.3085元/kW·h，与历史一致。

IV）“煤改电”电供暖交易

申报稿中，资产评估及现金流预测假设“煤改电”电供暖交易电价为0.15元/kW·h，电量比例参照历史平均。结合辽宁省2026年电力市场交易工作方案及居民电采暖相关改革趋势，本次资产评估及现金流预测已对“煤改电”电供暖交易相关假设进行调整，本次资产评估中假设不再参与“煤改电”电供暖交易，合理性如下：

历史期间，根据2022—2025年辽宁省电力市场交易工作方案，庄河III海上风电项目作为风电机组需参与“煤改电”电供暖交易，相关电量根据预计市场需求规模及规定的参与对象进行分配，即“煤改电”电供暖交易本质为政策规定的必需交易类型。而2026年辽宁省电力市场交易工作方案未对风电企业参与“煤改电”电供暖交易作相关要求，结合新能源全额市场化交易及项目市场营销计划，预计庄河III海上风电项目不再发生“煤改电”电供暖交易。各年度相关工作方案规定情况如下：

表 24：各年度辽宁省电力市场交易工作方案情况

名称	参与对象
《2026年辽宁省电力市场交易工作方案》（辽工信电力〔2025〕173号）	未做规定
《2025年辽宁省电力市场交易工作方案》	采用煤电基准价加新能源补贴结算的风电机组保障利用小时数1850小时以上余量部分及核电
《2024年辽宁省电力市场交易工作方案》（辽工信电力〔2024〕3号）	省内风电企业及红沿河核电公司
《2023年辽宁省电力市场交易工作方案》（辽工信电力〔2023〕3号）	2022年发电小时数1850小时以上的省内风电企业和红沿河核电公司

名称	参与对象
《2022 年辽宁省电力市场化交易工作方案》（辽工信电力〔2021〕316 号）	上一年度实际上网小时数超过 1650 小时以上的风电企业和核电

一方面，根据辽宁省承接方案，明确推动新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格，因此过去由政策规定电价及电量的“煤改电”电供暖交易原则也应由市场价格决定；另一方面，2018 年 1 月 17 日，辽宁省物价局发布《关于对居民电采暖用户试行峰谷分时电价政策的通知》（辽价发〔2018〕1 号），对居民用户每年 11 月 1 日-次年 3 月 31 日的采暖电量执行居民峰谷分时电价政策，其他月份电量执行居民阶梯电价政策。2025 年 11 月 26 日，辽宁省发展改革委、辽宁省生态环境厅发布《关于完善居民电采暖用户执行峰谷分时电价政策有关事项的通知》（辽发改价格〔2025〕898 号），废止前述政策（辽价发〔2018〕1 号）并明确，针对居民和工商业电采暖用户分别执行更为精细化的峰谷分时电价政策，通过拉大峰谷电价差引导用户在新能源发电出力较高的谷段用电，依托采暖季与大风季高度重合的特点，使电采暖成为消纳新能源、促进电力供需动态平衡的重要方式，进而在无需定向向风电、核电等采购低价电源的情况下，实现清洁取暖的可持续发展。

因此，预计未来辽宁省电力市场交易工作方案将延续 2026 年相关安排，不再对风电企业参与“煤改电”电供暖交易提出要求。庄河Ⅲ海上风电项目将结合实际市场供需情况、价格水平制定后续交易计划。基于上述政策变化及项目营销安排，本

次资产评估中，暂不考虑庄河III海上风电项目参与“煤改电”电供暖交易的情形。

V）省间现货交易

本次资产评估中假设不产生省间现货交易，原因在于：

一方面，庄河III海上风电项目2022-2025年省间现货交易占比分别为0.02%、0.18%、0.42%及0.01%，均未超过0.5%，对项目收入影响较小；另一方面，庄河III海上风电项目所参与的省间现货交易由北京电力交易中心统一组织开展，覆盖范围跨越全国多个省级电网、交易数据情况披露较少。因此，在庄河III海上风电项目未来预测时，综合考虑历史省间现货交易电量较少、价格波动较大，资产评估假设不产生省间现货交易。

3）系统及考核费用稳定性分析

系统及考核费用主要包含两个细则费用、辅助服务及其他市场运营费用。

（a）法律法规基础

对于两个细则费用，根据《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）及《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号），明确规范并网运行考核、考核费用计算与分摊，明确“谁考核、谁执行、谁受益”；《东北区域电力并网运行管理实施细则》和《东北区域电力辅助服务管理实施细则》具体规定辽宁省项目考核和管理并网主体的运行

情况，并按固定标准来补偿各并网主体提供的辅助服务产生的费用。

对于辅助服务费用，根据《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号），辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务，相关服务根据出清价格、出力等情况确定。

对于其他市场运营费用，由《辽宁省电力市场运营规则》（试行 4.0 版）和“辽宁省电力市场配套实施细则”（试行 4.0 版）指导执行，主要包括成本补偿与分摊类费用、市场平衡类费用、中长期合约阻塞等。

（b）庄河Ⅲ海上风电项目系统及考核费用执行情况

庄河Ⅲ海上风电项目历史系统及考核费用执行情况如下：

表 25：历史系统及考核费用执行情况

单位：万元

项目	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
不含税口径				
系统及考核费用	**-3,929.08**	**-3,423.53**	**-6,312.09**	**-3,120.07**
其中：两个细则费用	0.73	11.80	-8.34	-254.53
调峰辅助服务费	-3,929.81	-3,415.54	-5,959.57	-931.07
其他市场运营费用	-	-19.78	-344.17	-1,934.47
调整后系统及考核费用	**-3,946.50**	**-4,798.76**	**-4,914.89**	**-3,110.50**
含税口径				
系统及考核费用	**-4,439.86**	**-3,868.59**	**-7,132.66**	**-3,525.68**
其中：两个细则费用	0.83	13.33	-9.42	-287.62

项目	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
调峰辅助服务费	-4,440.69	-3,859.56	-6,734.32	-1,052.11
其他市场运营费用	-	-22.35	-388.92	-2,185.95
调整后系统及考核费用	**-4,459.54**	**-5,422.60**	**-5,553.83**	**-3,514.86**

2022-2025 年，庄河III海上风电项目系统及考核费用（不含税）扣除分别为 3,929.08 万元、3,423.53 万元、6,312.09 万元及 3,120.07 万元，归期调整后的系统及考核费用扣除分别为 3,946.50 万元、4,798.76 万元、4,914.89 万元及 3,110.50 万元。2025 年系统及考核费用扣除同比下降明显，主要原因系调峰辅助服务费同比大幅下降，主要背景如下：

现货市场运行前（即仅中长期交易市场运行阶段），调峰功能需由电力调度机构统筹调度火电等灵活调节资源实现：在新能源大发且电力需求不足时，调度灵活电源降低出力；在新能源出力不足且电力需求旺盛时，调度灵活电源加大出力，以此平衡电力供需、完成调峰，保障系统安全稳定运行，此阶段调峰服务主要通过辅助服务市场实现有偿补偿。

现货市场运行阶段，调峰功能主要由市场自发调节实现：灵活调节资源可以根据市场供需变化自主调整出力，无需调度机构进行整体指令性调度，其调峰服务价值可通过当期现货价格体现并获得收益，此时与调峰功能类似的辅助服务市场不再单独运行，实现现货市场与调峰功能的融合衔接。

政策依据上，根据国家发展改革委及国家能源局于 2025 年 4 月 29 日发布的《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411 号），电力现货市场连续运行地区，调峰及同类功

能市场不再运行，调峰功能由现货市场按供需自发调节实现。辽宁电力现货市场自 2025 年 3 月 1 日起连续结算试运行，据此规则，庄河III海上风电项目自该时点起不再产生调峰辅助服务费用。

（c）资产评估中对系统及考核费用的预测及合理性分析

本次资产评估中假设系统及考核费用每月扣除 138.04 万元（含税），相较于申报稿的 259.90 万元（含税）有所下降。原因如下：

a）两个细则费用

两个细则费用主要受功率预测系统准确性、数据上送质量、数据计算准确性以及电力生产管理等方面影响。根据项目公司历史运营情况及行业经验，两个细则考核费用历史存在的波动处于正常区间，未来随着功率预测技术的不断进步，预计风功率预测准确性可以进一步提高。结合历史两个细则考核费用金额，本次资产评估假设采用历史三年平均值，并考虑一定增长。

b）调峰辅助服务费

根据国家发展改革委及国家能源局于 2025 年 4 月 29 日发布的《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411 号），调峰功能等具有类似功能的市场不再运行，由现货市场自发实现。即在 2025 年 3 月 1 日辽宁电力现货市场连续结算试运行后，庄河III海上风电项目不再产生调峰辅助服务费用，本次资产评估假设同样假设不再产生调峰辅助服务费用。

c）其他市场运营费用

2025 年 3 月辽宁电力现货市场开展连续结算试运行后，为配套现货市场交易安排，《辽宁省电力市场运营规则》（试行 3.1 版）（简称《市场规则 3.1》）已对其他市场运营费用构成作出调整。2025 年 12 月 13 日，辽宁省工业和信息化厅、辽宁省发展和改革委员会、国家能源局东北监管局联合印发《辽宁省电力市场运营规则》（试行 4.0 版）（简称《市场规则 4.0 版》），该规则自 2026 年 1 月 1 日起施行，原《市场规则 3.1》同步废止。《市场规则 4.0 版》优化了电量结算方式，并相应调整其他市场运营费用构成。本次资产评估及现金流预测参考实际发生情况与规则要求，假设每月扣除其他市场运营费用 130.16 万元（含税），市场规则更迭前后庄河III海上风电项目其他市场运营费用具体变动情况如下：

表 26：新规执行前后其他市场运营费用变化及未来预测情况

单位：万元（含税）/月

项目	《市场规则 3.1》时期	《市场规则 4.0》时期	说明	预测值	预测依据
	2025年3-12月平均	2026年1-3月平均[15]			
中长期合约阻塞	-52.40	-	**《市场规则3.1》**：电能量电费计算过程中未依据日前现货市场节点电价结算的中长期合约或其他电量，按照发电企业所在节点与中长期结算参考点的现货价格差值计算的合约阻塞费用。	-52.40	**虽不再单独列支，但仍实质影响电价**，基于审慎性原则，参考现货市场运营且

[15] 2026 年 1 月结算单仅列示各项费用合计值，未披露具体明细，因此各项费用的分项平均值以 2026 年 2-3 月相关分项平均值为准，各项费用合计平均值以 2026 年 1-3 月合计平均值为准。

项目		《市场规则3.1》时期	《市场规则4.0》时期	说明	预测值	预测依据
		2025年3-12月平均	2026年1-3月平均[15]			
				《市场规则4.0》：将中长期交易全量全价结算，偏差电量按现货价格结算的“差量结算方式”，更改为现货市场全电量现货价格结算，中长期合约电量按照中长期合约价格与现货市场价格之差结算的“差价结算方式”。 **总结：**中长期合约阻塞将于“差价结算方式”中**通过电能量电价中直接体现，不再于其他市场运营费用中单独列支**。		《市场规则3.1》执行期间（2025年3-12月）平均取值
余缺双轨制费用分摊	**优发优购曲线匹配偏差费用分摊**	-58.22	28.11	**《市场规则3.1》《市场规则4.0》**：未参与市场化交易的电量曲线超出（少于）居民、农业等保障性用电曲线产生的发用电结算偏差费用。 **总结：**项目历史存在保障性收购电量（即未参与市场化交易电量），按照“谁受益、谁承担”原则分摊费用。未来项目全额参与市场交易，转而**作为功能提供方，享有收益**。	-	规则发生实质性调整，但基于审慎性原则，假设不会享受收益分摊
	其他		4.24	未调整		
新能源功率预测偏差考核		-2.11	-46.68	未调整	-46.68	基于审慎性原则，参考两阶段最高值
新能源超额获利回收		-107.71	-	**《市场规则3.1》**：对于选择“报量不报价”参与现货市场的新能源实时市场每个时段上网电量与**日前市场**申报预测电量偏差**超出允许偏差范围的**，将允许偏差外的实时市场与**日前市场**新能源的节点电价价差收益进行回收。 **《市场规则4.0》**：日前市场正常组织，**暂不开展日前市场电能量结算**。 **总结：**日前市场结算不再开展，基于日前市场结算产生的新能源超额获利回收费用返还也将**不再发生，电能量电费中也未考虑该超额收益**。	-	规则发生实质性调整，且不影响电价，故不作考虑
调频辅助服务费		-21.89	-	未调整	-21.89	基于审慎性原则，参考两阶段最高值
其他		-10.23	-3.95	未调整	-9.18	参考现货市场运行至今平均取值
合计		**-230.68**	**-38.46**	-	**-130.16**	-

《市场规则 4.0》正式执行后，相关市场运营费用分摊

机制进一步优化完善，更加科学合理，庄河III海上风电项目实际扣除的市场运营费用金额有所下降。但基于审慎性原则，本次资产评估综合考虑市场运营费用的功能实质及未来运行不确定性，对部分细分费用按区间最高值或均值进行预测。

（3）电费结算方式有利于项目更好发挥售电竞争力

根据《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》相关规定，机制电量参与市场化交易形成的均价与机制电价之间的差额部分，由电网企业按照相关规定实行“多退少补”的差价结算，该结算机制自 2026 年 1 月起正式执行。基于上述政策安排，项目纳入机制电量对应的收益（简称“机制收入”）可按如下公式测算：

机制收入＝机制电量×（机制电价－月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格＋项目市场化交易电价）

＝机制电量×机制电价+机制电量×（项目市场化交易电价－月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格）

因此，庄河III海上风电项目实际实现的现货交易电价，与同期省内同类项目月度加权平均现货电价之间的差额，将直接形成相应的收益或损失。根据项目 2026 年 1-3 月实际结算单，机制结算电价具体构成如下：

表 27：2026 年 1-3 月实际机制结算电价情况

单位：元/kW·h（含税）、万元（含税）

类型	2026 年 1 月	2026 年 2 月	2026 年 3 月
机制电价	**0.3749**		
其中：同类项目现货交易价格	0.0694	0.0051	0.1398
差额结算电价	0.3055	0.3698	0.2351
实际机制结算电价	**0.4042**	**0.3821**	**0.5256**
其中：项目现货交易价格	0.0987	0.0123	0.2905
机制电价差异	**0.0293**	**0.0072**	**0.1507**

因此，项目依托自身出力曲线与用电曲线的天然匹配特性，叠加运营团队具备的专业电力营销能力，可通过机制电价差价结算方式获取超额收益；但基于评估审慎性原则，本次资产评估未予考虑该部分潜在收益，假设未来项目市场化交易电价与月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格保持一致。

3.关于成本。根据申报材料，预测期修理费以固定资产原值为基础按一定比例计算，按 0.15%-0.50%不等进行测算；预测期代维费按 2026 年 3,200.00 万元进行测算，每三年递增 4%。预测期资本性支出包括办公设备、车辆资产的更新替换支出，按每五年 50-100 万元进行测算。预测期集控中心租金成本构成包括资产折旧、相关税费、合理利润等。请管理人、评估机构补充披露或说明下列事项：

（1）结合输电通道和配套调节电源等保障新能源高比例消纳的重要设施升级改造的可能性，审慎评估不动产基金存续期内相关资本性支出的合理性，包括但不限于支出安排、预测逻辑等。

答复：

庄河III海上风电项目输电通道设施运行良好，未来实施升级改造的可能性较小。同时，庄河III海上风电项目未建设配套调节电源。资产评估中，零星设施设备、办公设备、车辆等资产的常规更新替换，在资产评估中预测该等资本性支出每 5 年发生 50-100 万元；其他与项目检修维护、配品配件替换、大修等支出已在“修理费”及“代维费”中充分审慎考虑。

1）资本性支出

历史上，资本性支出主要由前期工程转固、计划内新增设施设备两部分构成。目前，项目已全部转固，计划内新增设施设备已一次性支出，相关设施设备已配备齐全，运营情况良好，预计后续该类支出不再发生。历史资本性支出情况具体详见本

反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（三）关于成本”之“1.报告期内庄河III海上风电项目实际发生的修理费、代维费、安全生产费和资本性支出情况”之“（2）资本化部分”。

资产评估中，资本性支出预测主要为零星设施设备、办公设备、车辆等资产的常规更新替换，在资产评估中预测每 5 年发生 50-100 万元。

2）“修理费”及“代维费”

风电资产的检修维护、配品配件替换等支出，历史上均直接计入项目公司营业成本并在“修理费”、“代维费”及“安全生产费”科目列支，而非计入资本性支出。历史“修理费”、“代维费”及“安全生产费”情况具体详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（三）关于成本”之“1.报告期内庄河III海上风电项目实际发生的修理费、代维费、安全生产费和资本性支出情况”之“（1）费用化部分”。

资产评估中，已在营业成本预测中充分考虑了未来风电资产的检修维护、配品配件替换、大修等支出。且从单位 MW 口径看，庄河III海上风电项目预测期内每 MW 相关支出略高于同为海上风电项目的中信建投国家电投新能源 REIT 底层资产，具备合理性。“修理费”及“代维费”相关预测具体详见本反馈回复之“一、主要反馈问题”之“（四）关于资产评估”之“3.关于成本”之“（3）”。

（2）结合同类项目、已上市不动产基金相关成本设置情况，说明租金成本的定价依据及合理性。

答复：

根据三峡能源对项目公司房屋及建筑物资产进行集中统一管理的整体安排，庄河III海上风电项目属地集控中心的土地使用权以及房屋所有权（简称“集控中心”）未纳入底层资产范围，项目公司将其划转至运营管理机构三峡辽宁能投名下。为保证转让后，项目公司能够无障碍且持续使用集控中心，本项目约定由项目公司承租集控中心，并按照约定支付租金。

经梳理各项目招募说明书，已上市公募 REITs 通过租赁方式使用相关房产的项目主要是华夏华电清洁能源 REIT，该项目拟将四处房产剥离并由项目公司租赁使用，其租金测算定价依据包含折旧、合理利润和相关税费等。

表 28：与已上市不动产基金项目的租金安排对比

项目名称	华夏华电清洁能源 REIT	本项目
租赁资产	四处房产	集控中心
定价依据	1.折旧：以四处房产评估值和原折旧年限测算，年折旧额约15.62万元； 2.合理利润：以评估值为基础，按收益率 8%测算； 3.增值税及附加。	1.折旧：根据集控中心的资产账面价值按照直线法计提折旧； 2.合理利润：按照折旧摊销额的8%计算； 3.增值税及附加、房产税及城镇土地使用税。

数据来源：招募说明书

本项目与华夏华电清洁能源 REIT 相近，租金主要覆盖资产折旧和相关税费，且在此基础上增加合理利润以保障资产后续运营维护，整体租金设置逻辑和定价水平基本一致。加之资产

评估中已考虑相关租金成本，管理人认为租金成本的定价具备一定合理性。

（3）根据《审核关注事项》第四十六条相关规定，结合问题（三）的答复情况、本项目主要固定资产的使用寿命及老化速度、未来运营维护需求等，说明预测期相关成本支出取值的合理性、对不动产基金存续期内可供分配金额的影响，以及与历史水平相比是否具有延续性、与本项目运营年限是否匹配等。

答复：

1）庄河III海上风电项目主要固定资产质量良好，运营稳定

根据北京鉴衡认证中心有限公司于 2017 年 3 月 23 日、2018 年 7 月 27 日和 2021 年 4 月 30 日出具的编号分别为 CGCTC2017461130005、CGCTC2018461130058 和 CGCTC2021461130051 的《风力发电机组型式认证证书》，庄河III海上风电项目所属产品型号为 GW121/3000、GW3.0MW（S）（即 GW140/3300 型号机组）和 GW171/6450 的风力发电机组的设计符合相关规定。

根据《三峡新能源辽宁省大连市庄河III（300MW）海上风电项目第一批次 200MW 风力发电机组设备（含塔筒）采购合同》以及《三峡新能源辽宁省大连市庄河III（300MW）海上风电项目第二批次 98MW 风力发电机组设备（含塔筒）采购合同》，庄河III海上风电项目的发电机组使用寿命不低于 25 年。

衡量风力发电机组运行效率和可靠性时，一般采用风力发电机组可利用率这一指标，风力发电机组可利用率指在一定的考核时间内，风力发电机组无故障可使用时间占考核总时间的百分比。庄河III海上风电项目可利用率的计算公式为：可利用率=（1-故障小时数/24*365）*100%。2021-2025 年，风力发电

机组年平均可利用率分别为 98.32%、98.99%、99.10%、98.76%和 98.61%。自并网发电以来，庄河III海上风电项目的风力发电机组运营平稳、性能较好。

综上，庄河III海上风电项目风力发电机组设备质量符合相关标准，预计使用寿命为 25 年，截至 2025 年 12 月 31 日，机组平稳运营刚满 5 年，可利用率仍保持在较高水平，性能良好。

2）庄河III海上风电项目主要固定资产运营满 5 年，已过质保期，预测期考虑运营年限后设置相关成本

2022-2025 年，庄河III海上风电项目修理费、代维费和安全生产费合计分别为 1,599.44 万元、1,336.91 万元、2,207.53 万元及 1,583.60 万元，整体金额不大，主要是因为庄河III海上风电项目尚处于质保期，部分运维由质保方承担，相关支出历史及预测对比情况如下：

表 29：修理费、代维费和安全生产费历史及预测情况

单位：万元

年份	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度预测	后续预测
修理费	**91.45**	**-**	**374.33**	**-240.62**	**595.48**	分阶段按资产账面原值一定比例计提
其中：修理费支出	91.45	-	374.33	292.98		
收保险理赔	-	-	-	-533.60		
代维费	**1,456.05**	**824.56**	**1,287.46**	**1,331.86**	**2,877.03**	**每 2 年增长 2.88%**
安全生产费	**51.94**	**512.35**	**545.74**	**492.36**	于修理费及代维费中合并考虑	
其中：本年计提	51.94	512.35	545.74	492.36		
本年实际使用	-	89.39	265.72	222.65		
合计	**1,599.44**	**1,336.91**	**2,207.53**	**1,583.60**	**3,472.51**	考虑增长

注：安全生产费实际使用用途与修理费及代维费类似。

鉴于安全生产费需按照相关规定比例计提，其核算口径以计提金额为准，并非以实际使用金额为依据；同时，安全生产费的实际用途与修理费、代维费相近。因此在资产评估中，基于实质性原则，将安全生产费与修理费、代维费合并预测。

根据庄河III海上风电项目风电机组采购合同，相关设备质保期为 5 年。结合项目实际运营年限，庄河III海上风电项目于 2026 年正式出质保期，质保期届满后，设备维护及相关费用将全部由项目公司承担。

结合庄河III海上风电项目出质保期的实际影响，同时综合考虑项目设备随运营年限增加逐步老化、维护需求逐年提升的客观情况，本次预测期内对修理费及代维费具体预测如下：

修理费方面，本次预测期内采用阶梯上调方式进行测算，整体来看，预测期内修理费年均复合增长率为 11.00%，2026 年修理费较 2025 年修理费支出增长 103.25%，2026 年-2030 年保持该水平稳定；2031 年修理费较 2030 年增长 66.67%，2031 年-2035 年保持稳定；2036 年修理费较 2035 年增长 40.00%，2036 年-2040 年保持稳定；2041 年修理费较 2040 年增长 42.86%，2041 年-2043 年保持稳定；2044 年-2045 年，考虑到机组将逐步有序退出运营，修理费按实际发电时间折算，并同步考虑 3%的年度增长。

代维费方面，鉴于三峡江苏运维为三峡能源全资子公司，主要为三峡集团海上风电项目提供集中、统一的专业化运维服务，有利于庄河III海上风电项目有效管控运维成本、保障运维

质量。代维费主要基于三峡江苏运维在预测期内为项目提供运维服务的采购合同测算，因该类采购合同通常每 2 年签署一次，据此，预测期内庄河III海上风电项目代维费按每2年2.88%的比例增长进行测算。

从现金流及相关影响来看，若仅考虑上述修理费、代维费的增长情况，预计未来年度将相应减少不动产基金存续期内的可供分配金额，该等影响已在资产评估及现金流预测中考虑。

综上，本次预测结合庄河III海上风电项目的历史运营情况、出质保期背景及项目整体运营期限，对修理费、代维费支出进行逐年上调测算，同时将安全生产费与修理费、代维费合并考虑，具备合理性与审慎性。

4.关于折现率。根据申报材料，本项目税前折现率为7.57%。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条第二款相关规定，结合项目所处城市以及区域的经济指标、行业收益风险特征、项目特点、项目公司资本结构等情况，对折现率取值的合理性发表明确意见。

答复：

（1）折现率调整过程

庄河III海上风电项目评估基准日调整为2025年12月31日后，税前折现率取值调整为7.64%，税后折现率取值调整为5.56%。

表30：折现率相关参数调整情况

项目	申报稿	反馈稿	变化情况
评估基准日	**2025年6月30日**	**2025年12月31日**	更新基准日
税后折现率 WACC	**5.44%**	**5.56%**	因基准日变动而变动
税前折现率 WACCBT	**7.57%**	**7.64%**	因基准日变动而变动
可比公司	太阳能 浙江新能 金开新能 三峡能源 节能风电 嘉泽新能 晶科科技 芯能科技 江苏新能 中闽能源 银星能源	太阳能 浙江新能 金开新能 三峡能源 节能风电 嘉泽新能 晶科科技 芯能科技 江苏新能 中闽能源 银星能源	无变化
权益资本成本 Ke	8.50%	8.58%	因基准日变动而变动
无风险收益率 Rf	1.65%	1.85%	因基准日变动而变动
无财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_U	0.5157	0.5505	因基准日变动而变动

项目	申报稿	反馈稿	变化情况
有财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_L	0.9355	0.9740	因基准日变动而变动
目标资本结构 D/E	108.54%	102.58%	因基准日变动而变动
D/(D+E)	52.05%	50.64%	因基准日变动而变动
E/(D+E)	47.95%	49.36%	因基准日变动而变动
所得税率 T	25.00%	25.00%	无变化
市场风险溢价 MRP	6.52%	6.14%	因基准日变动而变动
企业特定风险调整系数 Rc	0.75%	0.75%	无变化
债务资本成本 Kd	**3.50%**	**3.50%**	**无变化**

（2）基准日调整后折现率计算过程及其合理性分析

庄河III海上风电项目的折现率取值采用了加权平均资本成本法。本次评估收益额口径为资产组税前自由现金流量，按照收益额与折现率口径一致的原则，相应的折现率选取加权平均资本成本（WACC），计算公式如下：

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

式中：

WACC：加权平均资本成本；

E：权益的市场价值；

D：债务的市场价值；

K_e：权益资本成本；

K_d：债务资本成本；

T：被评估企业的所得税税率。

1）权益资本成本的确定

权益资本成本 Ke 按照国际惯常做法采用资本资产定价模型（CAPM）估算，计算公式如下：

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

式中：

K_e：权益资本成本；

R_f：无风险收益率；

β：权益系统风险系数；

MRP：市场风险溢价；

R_c：企业特定风险调整系数；

T：被评估企业的所得税税率。

具体参数取值过程如下：

（a）无风险报酬率 R_f

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。根据中国证监会发布的《监管规则适用指引——评估类第 1 号》、中国资产评估协会发布的《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》，持续经营假设前提下的资产组市场价值评估中，无风险利率可以采用剩余到期年限 10 年期或 10 年期以上国债的到期收益率。经查询 Wind 资讯，评估基准日 10 年期国

债平均到期收益率为 1.85%，则本次评估无风险报酬率取 1.85%，符合行业规范。

（b）股东权益的系统风险系数 β_L

股东权益的系统风险系数 β_L 的计算式如下：

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

式中：

T：所得税率；

D/E：产权持有单位的目标资本结构；

β_U：无财务杠杆的股东权益系统风险系数。

a）可比上市公司的选取

本次可比公司选取标准如下：主营业务为新能源发电业务；近年为盈利公司（截至 2025 年度三季报）；A 股上市公司且上市时间不少于 2 年。

为避免因数量较少引起的技术性偏差的影响，本次选取 11 家可比上市公司，该等公司主营业务均为清洁能源发电，与项目公司一致，因此，可比公司选取具备合理性。

具体如下：

表 31：可比上市公司信息

证券代码	证券简称	β_U	D/E
000591.SZ	太阳能	0.4685	138.98%
600032.SH	浙江新能	0.4465	145.45%

证券代码	证券简称	β_U	D/E
600821.SH	金开新能	0.3192	227.11%
600905.SH	三峡能源	0.3412	149.16%
601016.SH	节能风电	0.4626	126.41%
601619.SH	嘉泽新能	0.6406	56.49%
601778.SH	晶科科技	0.5683	129.44%
603105.SH	芯能科技	0.8278	45.14%
603693.SH	江苏新能	0.6188	56.50%
600163.SH	中闽能源	0.6794	20.03%
000862.SZ	银星能源	0.6826	33.66%
均值		**0.5505**	**102.58%**

b）β_U 的计算过程

根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》（中评协〔2020〕38 号），第十七条规定：“非上市公司的股权 β 系数通常由多家可比上市公司的平均股权 β 系数调整得到，即计算可比上市公司带杠杆的 β_L 并调整为不带杠杆的 β_U，在此基础上通过取平均值中位数等方法得到被评估企业的 β_U，最后考虑被评估企业适用的资本结构得到其 β_L。”

通过查询 Wind 资讯，选取上述上市公司作为可比企业，利用计算式将各可比企业的带财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_L 换算为无财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_U，并取其均值作为产权持有单位的 β_U。

经测算，无财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_U 取值 0.5505。

c）资本结构的选取

根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》（中评协〔2020〕38 号），第十七条规定：“被评估企业适用的资本结构一般可以通过下列几种途径确定：采用被评估企业评估基准日的真实资本结构，前提是企业发展趋于稳定；采用目标资本结构，取值可以参考可比公司或者行业资本结构水平，并分析企业真实资本结构与目标资本结构的差异及其对债权期望报酬率、股权期望报酬率的影响，考虑是否需要采取过渡性调整等措施。”

随项目公司的运营，其资本结构不断的发生变化，无法趋于稳定，故本次采用行业资本结构水平作为本次资本结构进行预测，具有合理性。

经测算，目标资本结构 D/E 取值 102.58%。

d）β_L 的计算

β_L=[1+(1-25.00%)×102.58%]× 0.5505

=0.9740

（c）市场风险溢价 MRP

市场风险溢价，是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险收益率的风险补偿。

市场风险溢价=中国股票市场平均收益率－中国无风险利率

其中：中国股票市场平均收益率以沪深 300 指数的历史数据为基础，从 Wind 资讯行情数据库选择沪深 300 指数自正式发布之日（2005 年 4 月 8 日）起截至评估基准日的月度数据，采用 10 年移动算术平均方法进行测算；中国无风险利率以上述距离评估基准日剩余期限为 10 年期的全部国债到期收益率表示。

经测算，市场风险溢价 MRP 取值 6.14%。

（d）企业特定风险调整系数 Rc

考虑企业所在行业生产经营特点，相较可比上市公司，其体量较小；同时由于实施现货交易政策变动等事项的影响，未来年度电价仍然具有一定的不确定性，故本次综合确定企业特定风险收益率 Rc 取值 0.75%。

（e）权益资本成本

根据上述确定的参数，权益资本成本计算如下：

$Ke=R_f+\beta_L\times MRP+Rc$

$=1.85\%+0.9740\times 6.14\%+0.75\%$

$=8.58\%$

2）计算债务资本成本

债务资本成本取中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的 5 年期以上 LPR，即 3.50%。

3）计算加权平均资本成本

将上述确定的参数代入加权平均资本成本计算公式，计算得出产权持有单位的加权平均资本成本。

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

=8.58%×49.36%+3.50%×（1-25.00%）×50.64%

=5.56%

4）税前折现率确定

理论上，采用税后折现率计算税后现金流量的折现结果与采用税前折现率计算税前现金流量的折现结果应该一致。经计算，税前折现率取值 7.64%。

（2）项目区域、行业和项目特点分析

折现率反映的是不同行业既定风险情况下，投资者的期望报酬率，主要受外部宏观环境及政策，行业的发展情况，经营稳定性等因素影响。庄河III海上风电项目的核心优势包括：1）从区域特征看，项目所在的辽宁省是东北老工业基地核心省份，区域经济运行平稳，工业基础雄厚，重工业用电需求稳定，区域能源转型及绿电替代需求迫切，为海上风电项目长期电量消纳提供了宏观经济支撑；2）从行业特征看，海上风电属于国家鼓励发展的清洁能源行业，行业发展政策稳定，反映在折现率水平，可降低系统性风险；3）从自身特点看，庄河III海上风电项目为辽宁省近海海上风电项目，风资源条件稳定，受台风等

自然灾害的影响较小，且国补电价和机制电价为项目收益构建了较高的安全垫，反映在折现率水平上，可降低项目运营风险。

（3）本项目折现率与可比案例折现率对比分析

1）公募 REITs 可比案例

已上市新能源 REITs 项目税前折现率情况如下表所示：

表 32：已上市新能源 REITs 项目税前折现率情况

项目	工银蒙能清洁能源 REIT		中信建投明阳智能新能源 REIT		中信建投国家电投新能源 REIT		中航京能国际 REIT		华夏特变电工新能源 REIT
资产简称	华晨项目	恒润一期项目	黄骅旧城项目	红土井子项目	滨海北区 H1 项目	滨海北区 H2 项目	江山永宸项目	湖北晶泰项目	哈密光伏项目
资产类型	陆上风电		陆上风电		海上风电		光伏		光伏
评估基准日	2024 年 6 月 30 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日		2022 年 9 月 30 日		2023 年 12 月 31 日
税前折现率（25%所得税率）	9.07%	9.33%	9.77%	10.16%	9.45%		9.03%	9.89%	10.36%

数据来源：各基金招募说明书

上述新能源 REITs 中底层资产为海上风电的项目为中信建投国家电投新能源 REIT。折现率和具体参数对比如下：

表 33：海上风电公募 REITs 项目折现率对比

项目	本项目（庄河Ⅲ海上风电项目）	中信建投国家电投新能源 REIT（滨海北 H1 项目、滨海北 H2 项目）
评估基准日	**2025 年 12 月 31 日**	**2022 年 12 月 31 日**
税后折现率 WACC	**5.56%**	**2023 年：7.39%** **2024 年及以后：7.09%**
税前折现率 WACCBT	**7.64%**	**2023 年：8.69%** **2024 年及以后：9.45%**

项目	本项目（庄河Ⅲ海上风电项目）	中信建投国家电投新能源REIT（滨海北H1项目、滨海北H2项目）
权益资本成本 K_e	**8.58%**	**2023年：9.93%** **2024年及以后：9.73%**
无风险收益率 R_f	1.85%	3.93%[16]
无财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_U	0.5505	0.6387
有财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_L	0.9740	2023年：1.0080 2024年及以后：0.9650
目标资本结构 D/E	102.58%	68.10%
D/(D+E)	50.64%	40.51%
E/(D+E)	49.36%	59.49%
所得税率 T	25%	2023年：14.97% 2024年及以后：25%
市场风险溢价 MRP	6.14%	4.46%
企业特定风险调整系数 R_c	0.75%	1.50%
债务资本成本 K_d	**3.50%**	**4.30%**

数据来源：招募说明书

对比来看，本项目的折现率主要在无风险收益率、债务资本成本和企业特定风险调整系数上低于中信建投国家电投新能源REIT，同时目标资本结构高于中信建投国家电投新能源REIT。具体分析如下：

（a）无风险收益率和债务资本成本

近年来，无风险收益率和5年期以上LPR持续下降，中信建投国家电投新能源REIT的评估基准日为2022年12月31日，

[16] 根据《资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算》（中评协〔2020〕38号），可采用剩余期限为十年期或十年期以上国债的到期收益率作为无风险利率。本项目采用十年期国债到期收益率匹配以十年期国债到期收益率计算的市场风险溢价；中信建投国家电投新能源REIT采用十年期以上的国债到期收益率匹配以十年以上期国债到期收益率计算的市场风险溢价。根据市场风险溢价计算方式即：市场风险溢价=中国股票市场平均收益率－中国无风险利率
如中信建投国家电投新能源REIT采用十年期国债到期收益率，则为2.84%，折合市场风险溢价匹配值为6.54%。

庄河III海上风电项目的评估基准日为2025年12月31日，因此，本项目的无风险收益率和债务资本成本低于中信建投国家电投新能源REIT，具有合理性。

（b）企业特定风险调整系数

特定风险溢价为评估师通过对企业的经营风险、市场风险、管理风险等进行综合分析确定。庄河III海上风电项目与中信建投国家电投新能源REIT的底层资产在地理位置、电价政策等方面均具备较大差异。

电价方面，随着电力市场化改革的深入，近年来新能源电站的电价结构和水平发生了显著变化，本项目在资产评估中已较为充分地考虑市场化交易导致的电价变化、相关费用分摊等的影响，面临的电价波动风险较低。

电量方面，根据《财政部 海关总署 税务总局关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局公告2025年第10号），自2025年11月1日起至2027年12月31日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策，本项目评估中考虑自2027年12月31日之后不再延续该税收优惠政策。因政策明确，本项目面临的政策不确定性风险较低。

因此，企业特定风险调整系数不同具备一定合理性。

（c）目标资本结构

近年来，国内清洁能源发电企业因资产并购重组、投资建设规模扩张，收益波动等因素影响，负债率整体呈现上升趋势。因此，本项目目标资本结构高于中信建投国家电投新能源 REIT，具有合理性。

2）同行业上市公司重大资产重组及大宗交易可比案例

近年来公开披露资产评估参数的可比案例主要为：广西能源股份有限公司（简称“广西能源”）收购广西广投海上风电开发有限责任公司（简称“广西广投海上风电”）60%股权（简称“股权收购项目”）。2023 年 12 月 18 日，广西能源公告已完成该笔股权收购项目的工商变更。根据股权收购项目《资产评估说明》，在评估基准日，广西广投海上风电下属单位正在建设广西防城港海上风电示范项目 A 场址工程，该海上风电项目计划在 2023 年 12 月完成首批 10 万千瓦并网，2024 年 9 月完成全容量 70 万千瓦并网。

表 34：股权收购项目折现率对比

项目	本项目（庄河Ⅲ海上风电项目）	股权收购项目（广西防城港海上风电示范项目）
评估基准日	**2025 年 12 月 31 日**	**2023 年 2 月 28 日**
税后折现率 WACC	**5.56%**	**2023-2026 年：7.62%** **2027-2029 年：7.18%** **2030 年及以后：6.74%**[17]

[17] 资产评估时考虑了海上风电项目建设期 2 年，运营期 25 年，并考虑了企业所得税“三免三减半”等税收优惠政策。

项目	本项目（庄河Ⅲ海上风电项目）	股权收购项目（广西防城港海上风电示范项目）
税前折现率 WACCBT	**7.64%**	**折合 7.89%[18]**
权益资本成本 K_e	**8.58%**	**2023 年：9.93%** **2024 年及以后：9.73%**
无风险收益率 R_f	1.85%	2.90%
无财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_U	0.5505	0.5965
有财务杠杆的股东权益系统风险系数 β_L	0.9740	2023-2026 年：1.2198 2027-2029 年：1.1419 2030 年及以后：1.0640
目标资本结构 D/E	102.58%	104.50%
D/(D+E)	50.64%	48.90%
E/(D+E)	49.36%	51.10%
所得税率 T	25%	2023-2026 年：0% 2027-2029 年：12.5% 2030 年及以后：25%
市场风险溢价 MRP	6.14%	6.83%
企业特定风险调整系数 R_c	0.75%	1.43%
债务资本成本 K_d	**3.50%**	**2.80%**

数据来源：《广西能源集团有限公司拟转让股权涉及的广西能源集团有限公司持有的广西广投海上风电开发有限责任公司 60%股权评估项目资产评估报告》

对比来看，本项目的税前折现率略低于股权收购项目。差异主要为本项目无风险收益率和企业特定风险调整系数低于股权收购项目，同时目标资本结构高于股权收购项目，差异原因与上文分析一致。

综上所述，本项目折现率取值具有合理性。

[18] 理论上，采用税后折现率计算税后现金流量的折现结果与采用税前折现率计算税前现金流量的折现结果应该一致。因此，根据税后现金流量现值与税前现金流量现值相等，利用单变量求解计算得出税前折现率。

5.关于评估方法。根据申报材料，本次评估的评估方法为收益法。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条第四款相关规定，选择其他不同评估方法进行校验，并披露评估假设、评估过程和评估价值等。

答复：

由于海上风电项目缺乏活跃的公开交易市场，相关财务及经营数据难以收集，同类相似条件下的可比交易案例难以查询，故无法采用市场法评估。因此，本次资产评估结合采用各单项资产的成本加和法作为补充评估方法作为校验。

（1）评估假设及过程

评估范围内资产组包含应收账款、其他流动资产、固定资产、在建工程、使用权资产、无形资产、其他非流动资产等资产，各项资产评估方法如下：

1）应收账款

评估人员在对应收款项核实无误的基础上，借助于历史资料和现场调查了解的情况，具体分析欠款数额、欠款时间和原因、款项回收情况、欠款人资金、信用、经营管理现状等，采用个别认定的方法估计风险损失，预计应收款项能全额回收，以核实后的账面余额作为评估值。对于计提的坏账准备，本次按 0 元进行评估。

2）其他流动资产、其他非流动资产

通过核对明细账与总账、报表、评估明细表余额是否相符，根据评估明细表查阅款项金额、发生时间、业务内容等账务记录，分析证实质保金及预缴税金的真实性、完整性，核实结果账、表、单金额相符。预计待抵扣进项税均能取得相应的权益，以核实无误后的账面余额作为评估值。

3）固定资产

根据固定资产的特征，本次均将其计入设备类资产进行评估。设备类资产包括机器设备、车辆及电子设备，根据庄河III海上风电项目的性质及评估范围内设备类资产的特点，对于部分老旧电子设备（如电脑等）及车辆，由于存在活跃的二手市场，则采用市场法评估，以类似设备的二手市场价格作为评估值；其余设备由于不具有独立获利能力且类似设备的交易实例极少，不适宜采用收益法或市场法评估，因此采用成本法评估。

成本法计算公式为：评估值=重置全价×成新率。具体如下：

表 35：重置全价×成新率具体情况

项目	具体内容
重置全价	根据评估范围内设备类资产的特点、性质以及产权持有单位的情况，本次评估各类设备重置全价的计算方法如下： （1）机器设备 重置全价=设备购置费+运杂费+运输保险费+设备采购报关费+安装费+基础工程费+前期及其他费+资金成本-可抵扣增值税 1）设备购置费：设备购置费主要通过查询有关报价手册或通过调查询价并结合评估机构掌握的相关价格信息确定。 2）运杂费：根据《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》的相关内容确定运杂费率。具体计算公式为： 运杂费=设备购置价×运杂费率

项目	具体内容
	如购置价中包含运杂费，则不再重复计取。 3）运输保险费：根据《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》的相关内容确定运输保险费费率为 0.40%。具体计算公式为： 运输保险费=设备购置价×运输保险费费率 如购置价中包含运输保险费，则不再重复计取。 4）设备采购保管费：根据《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》的相关内容确定运输保险费费率为 0.50%。具体计算公式为： 设备采购保管费=设备购置价×设备采购保管费率 5）安装调试费：若设备购置费不包含安装调试费，则参考《海上风电场工程概算定额》和《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》中的概算指标并结合设备安装工程的规模、性质等因素综合确定安装调试费。 6）基础工程费：根据被评估单位提供的相关资料，结合《海上风电场工程概算定额》和《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》等相关定额标准和有关取费文件以及类似建（构）筑物的造价信息，采用重编造价法计算得出基础工程综合造价。 7）前期及其他费用：依据国家能源局 2019 年发布的《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》及相关国家政策文件，分别计算得出各项费用。 8）资金成本：根据设备所在项目正常的建设期和评估基准日有效的贷款市场报价利率，以设备购置费、运杂费、安装费、前期及其他费之和为基数按照资金均匀投入计算。资金成本计算式如下： 资金成本＝（设备购置费＋运杂费＋安装费＋前期及其他费）×年贷款利率×建设期/2 9）可抵扣增值税 根据相关法规，增值税进项税包括设备购置费中的增值税进项税(税率 13%）、运杂费、安装调试费和基础工程费中的增值税进项税(税率 9%）、运输保险费和前期及其他费用中（不含建设单位管理费、联合试运转费）的增值税进项税（税率 6%）。 （2）车辆 通过市场调查询价确定车辆购置费，加上车辆购置税和其它正常的费用（如牌照费）并扣除增值税进项税确定重置全价。 （3）电子设备 对于电子设备，一般通过市场调查确定设备购置费并扣除增值税进项税作为重置全价。
综合成新率	（1）机器设备 对于正常使用的电力专用设备和通用机器设备，主要是根据该设备的使用情况、维护保养情况、以及该设备的技术先进程度，并考虑有关各类设备的实际使用年限的规定，以及该设备的已使用年限等因素，由评估人员根据实际使用状况确定尚可使用年限后综合确定成新率，其计算公式为： 综合成新率=尚可使用年限/（尚可使用年限＋已使用年限）×100%

项目	具体内容
	（2）车辆 根据相关报废标准，分别测算出年限法成新率和里程法成新率，按照孰低原则确定理论成新率，并根据现场调查结果加以调整。计算式如下： 综合成新率=理论成新率×调整系数 （3）电子设备 对于电子设备，采用理论成新率（年限法成新率）确定。计算式如下： 综合成新率=（经济寿命年限－已使用年限）/经济寿命年限×100%

4）在建工程

根据在建工程的实际情况，将其计入固定资产评估，本次不再单独计算评估值。

5）使用权资产、无形资产-海域使用权

资产评估专业人员通过查阅相关账簿、凭证、合同等资料核实账面值的构成，了解评估基准日后是否尚存相应资产或权利。通过核实同类租赁资产的市场租赁情况以及复核租赁期限，市场租赁价格基本未发生变化，以核实后的待摊余额作为评估值。

6）无形资产-其他（除海域使用权、发电权益）

资产评估专业人员通过查阅相关账簿、凭证、合同等资料核实账面值的构成，了解评估基准日后是否尚存相应资产或权利，在核实受益期和受益额的基础上，以待摊余额确定评估值。

7）无形资产-发电权益

无形资产-发电权益与项目长期资产（固定资产、在建工程、使用权资产、无形资产等）、营运资金构成一项完整的运营项

目资产组，由于该资产组具有明确的项目投资运营安排以及收益的报酬等事项，故采用收益法进行评估。

收益法是通过预测未来资产的收益额并将其折现来确定资产价值的方法，其基本计算公式如下：

$$P=\sum_{i=1}^{n}\frac{F_{\mathrm{i}}}{(1+r)^{i}}-OPEX_{0}$$

其中：P：资产组评估值；

Fi：第 i 年预期的净现金流量；

r：折现率；

n：预测期；

i：预测期第 i 年；

$OPEX_0$：扣除期初营运资金。

其中：发电权益净现金流量=营业收入-营业成本-税金及附加-期间费用（管理费用、销售费用等）-所得税+折旧及摊销-资本性支出-营运资金追加额-长期资产报酬+期末回收

注：本次直接以营运资金追加额和扣除期初营运资金的方式计算现金流量，故不再重复扣减营运资金报酬。

（2）评估结果

经上述评估方法计算以后，各资产评估结果如下表：

表 36：成本法资产评估结果

单位：万元

项目	账面价值	评估价值	增值额	增值率
应收账款	74,247.10	76,199.84	1,952.74	2.63%
其他流动资产	4,677.98	4,677.98	-	-
固定资产	275,432.79	221,768.82	-53,663.97	-19.48%
在建工程	912.04	0.00	-912.04	-100.00%
使用权资产	2,482.61	2,482.61	-	-
无形资产	4,363.95	68,983.93	64,619.98	1,480.77%
其他非流动资产	3,705.38	3,705.38	-	-
合计	365,821.86	377,818.57	11,996.71	3.28%

（3）评估结果对比

表 37：资产评估结果对比

单位：万元

项目	收益法	成本法	差异
资产评估结果	376,880.90	377,818.57	0.25%

采用成本法评估结果为 377,818.57 万元，较收益法 376,880.90 万元高 937.67 万元，差异率 0.25%，两种资产评估方法结果相近。

（五）关于项目竞争力。根据申报材料，2024 年辽宁省风电和太阳能发电装机规模同比增幅均超过 20%。请管理人补充披露或说明下列事项：

1.根据《审核关注事项》第三十九条相关规定，补充披露原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的其他同类资产情况，包括对区域分布、盈利能力等情况进行比较，说明以本项目作为不动产基金资产的主要考虑。

答复：

选取庄河Ⅲ海上风电项目作为不动产基金资产，是三峡能源及其控股股东、实际控制人综合区域分布、盈利能力、资产权属及合规条件等综合研判后的战略安排，具体分析如下：

三峡能源是其控股股东、实际控制人中国长江三峡集团有限公司（简称“三峡集团”）新能源业务的战略实施主体，持有集团内绝大部分优质海上风电资产。从三峡能源整体海上风电资产布局来看，庄河Ⅲ海上风电项目地处公司重点开发区域，整体盈利表现优于板块平均水平；同时在三峡能源及其关联方于辽宁省内持有或运营的全部清洁能源项目中，庄河Ⅲ海上风电项目的装机规模和盈利能力均排名第一。

（1）区域分布

庄河Ⅲ海上风电项目位于辽宁省，伴随东北全面振兴战略深入实施，区域工业用电需求稳步提升，为项目长期电力消纳

提供坚实支撑。同时辽宁省沿海风能资源禀赋优越，海上风电开发潜力广阔，是三峡能源海上风电战略布局的重要区域。

本次选取庄河III海上风电项目作为不动产基金资产是三峡能源深度参与辽宁省清洁能源建设、完善区域能源布局的重要举措。

（2）盈利能力

庄河III海上风电项目已实现全容量稳定并网运营超 5 年，经营状况平稳，近三年净利润及经营性现金流持续为正。根据备考审计数据，项目 2025 年度实现营业收入 3.68 亿元，净利润 0.88 亿元。经对比测算，庄河III海上风电项目 2025 年度的营业收入、净利润和单位装机营业收入水平（总营业收入/总装机规模）均高于三峡能源海上风电板块均值。

截至 2025 年末，在辽宁省内，三峡能源及其实际控制的关联方持有或运营的清洁能源项目共 11 个，庄河III海上风电项目在并网装机容量、年度营业收入、净利润等核心经营指标上均排名省内第一，资产收益稳定性较强。

（3）其他因素

除区域分布、盈利能力外，本次资产遴选同时考虑以下要点：1）庄河III海上风电项目系三峡能源全资项目，无外部股东，且项目公司不持有其他资产，资产重组流程较为便捷；2）庄河III海上风电项目合法合规享受可再生能源电价附加资金补助，收益来源稳定，现金流可预测性强；3）庄河III海上风电项目的

关键合规手续齐备，各项权属文件完整，符合《审核关注事项》要求。

综上，以庄河III海上风电项目作为不动产基金资产，是三峡能源综合区域分布、盈利能力及资产权属及合规条件等多方面因素综合确定，资产遴选逻辑合理充分。

2.补充披露本项目所在区域海上风电行业竞争格局，包括同区域已投运、在建及规划中的海上风电项目情况，结合电网接入与外送通道建设进展情况等，充分说明对本项目电力消纳环境、送出能力、市场竞争格局以及弃风率等方面的潜在影响，充分揭示相关风险。

答复：

庄河III海上风电项目所在区域为辽宁省大连市庄河海域。近年来，随着辽宁省不断大力发展海上风电行业，庄河海域的海上风电装机规模持续提升。

（1）所在区域海上风电行业竞争格局

1）同区域已投运的海上风电项目

根据国家能源局《关于大连市海上风电场工程规划的复函》（国能新能〔2013〕262号），国家能源局批复同意大连市海上风电规划总装机容量190万千瓦，其中庄河海域6个厂区规划总装机容量150万千瓦。

目前，庄河海域已投运的海上风电项目均根据该规划建设，各项目的基本情况如下：

表 38：庄河海域已投运海上风电项目基本情况[19]

序号	项目名称/简称	并网规模（万千瓦）	投运/全容量并网时间	业主单位
1	庄河III海上风电项目	29.88	2020-11-25	三峡大连公司

[19] 项目名称/简称、并网容量、并网时间等数据来源于国网新能源云网站和《关于公示辽宁省存量新能源项目清单的通知》等

序号	项目名称/简称	并网规模（万千瓦）	投运/全容量并网时间	业主单位
2	大连市庄河海上风电场场址I项目（简称“庄河Ⅰ海上风电项目”）	9.88	2021-12-30	大唐（庄河）风力发电有限公司（简称“大唐庄河公司”）
3	中船重工大连市庄河海域海上风电场址II（300MW）项目（简称“庄河Ⅱ海上风电项目”）	30	2021-12-29	大连船舶海装新能源有限公司（简称“大连船舶公司”）
4	华能大连庄河海上风电场址IV1（350MW）项目	35	2021-12-29	华能（庄河）风力发电有限责任公司
5	华能大连市庄河海上风电场址IV2（200MW）项目	20	2024-07-01	华能（庄河）风力发电有限责任公司
6	大连市庄河海上风电场址V项目	25	2025-05-16	太能投（庄河）发电有限公司
合计		**149.76**	-	-

数据来源：公开信息

2）同区域在建及规划中的海上风电项目

2024 年 7 月，国家能源局综合司印发《关于〈辽宁省海上风电场工程规划报告〉的复函》（国能综函新能〔2024〕45 号），正式批复辽宁省海上风电项目总规模 1310 万千瓦，其中省管海域700万千瓦，国管海域610万千瓦。根据《辽宁省2024年度海上风电建设方案》（辽发改能源〔2024〕690号）和《大连市 2024 年度海上风电项目竞争配置工作方案》（大发改能源字〔2025〕7号）,大连市省管海域规划总装机容量200万千瓦，其中 DL4（60 万千瓦）、DL5（20 万千瓦）和 DL6（50 万千瓦）场址位于庄河海域。

表 39：庄河海域在建及规划中的海上风电项目基本情况

序号	项目名称/简称	规划装机规模（万千瓦）	中标业主单位
1	DL4 场址	60	招运（辽宁）新能源有限公司
2	DL5 场址	20	招运（辽宁）新能源有限公司
3	DL6 场址	50	三峡能源
合计		**130**	-

数据来源：大连市发展和改革委员会发布《关于大连市 2024 年度海上风电项目竞争配置结果的公示》

3）所在区域海上风电行业竞争格局分析

除庄河III海上风电项目外，庄河海域已投运 5 个海上风电项目，总并网容量 119.88 万千瓦。未来，庄河海域在建及规划中的有 3 个海上风电项目，规划总装机容量 130 万千瓦。

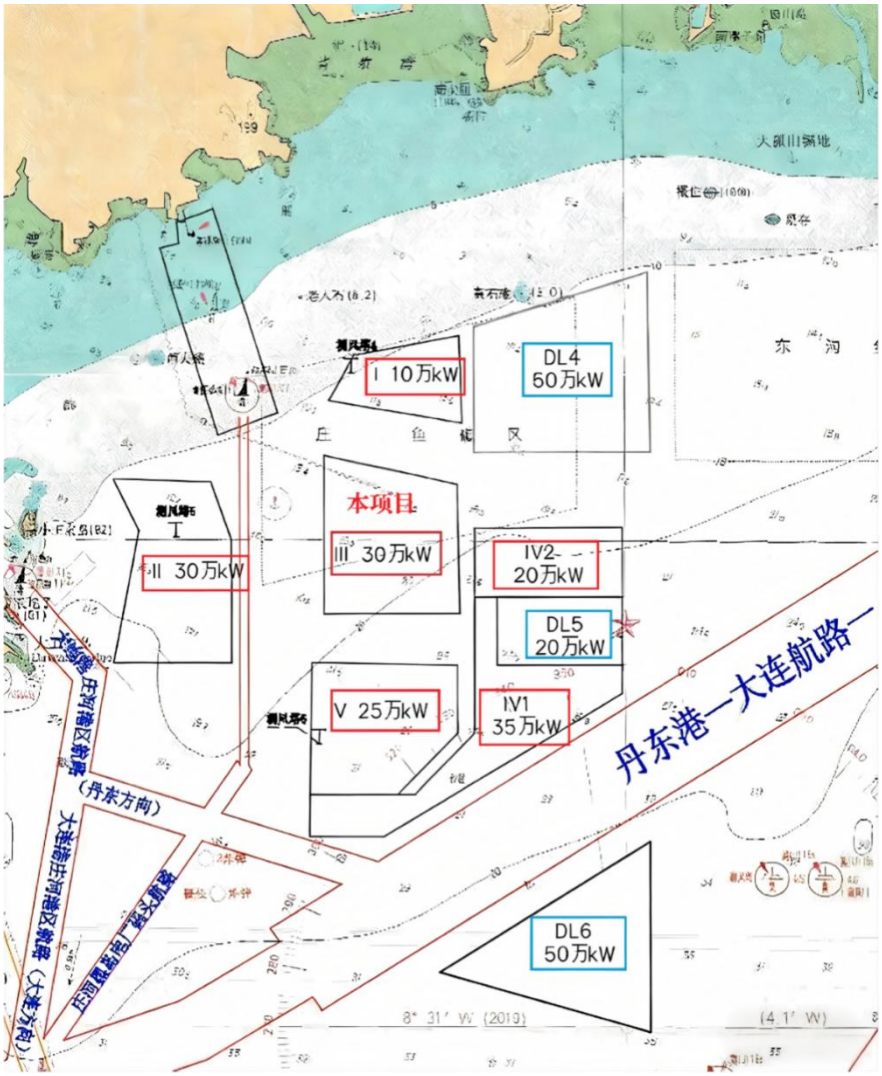


图 15：庄河海域海上风电项目区位示意图[20]

庄河海域已投运、在建及规划中的海上风电项目与庄河III海上风电项目在所处区域、消纳地区等方面重合度较高，具有一定的竞争关系。

[20] 图片仅用于项目区位示意。红色框内为已投运项目；蓝色框内为在建及规划中的项目，建成后区位可能会有所不同。

（2）电网接入与外送通道建设进展情况

1）投运初期的电网接入情况

根据《三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电项目接入系统设计（审后版）》和国网北京经济技术研究院文件《国网北京经济技术研究院关于三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电项目接入系统方案的评审意见》，庄河III海上风电项目建设阶段规划的接入系统方案为：庄河III海上风电项目所发电力，在经过陆上集控中心后，通过联络线路接入黄海变，进而接入辽宁电网。

2）电网接入改造情况

为提升庄河海域海上风电的送出能力，2021 年 2 月，大连市发展和改革委员会出具了《关于大连庄河海上风电 500 千伏升压工程核准的批复》（大发改核准字〔2021〕2 号），核准了扩建冷家 220kV 开关站升压工程、扩建黄海变工程，同时改造四段线路工程（简称“升压改造工程”）。

2022 年 9 月，升压改造工程竣工投运。冷家 220kV 开关站扩建 2 组 1000MA 主变，可将电压升至 500kV，成为庄河海域海上风电场的汇集站——500kV 冷家变。冷家变是东北地区首座专门输送海上风电的 500 千伏变电站。升压改造工程还扩建了黄海变，并对应扩建改造了对应的送出线路。庄河海域的海上风电经冷家变升压至 500kV 后，经改造后的 500kV 冷家-黄海线路接入黄海变，进而接入辽宁电网。

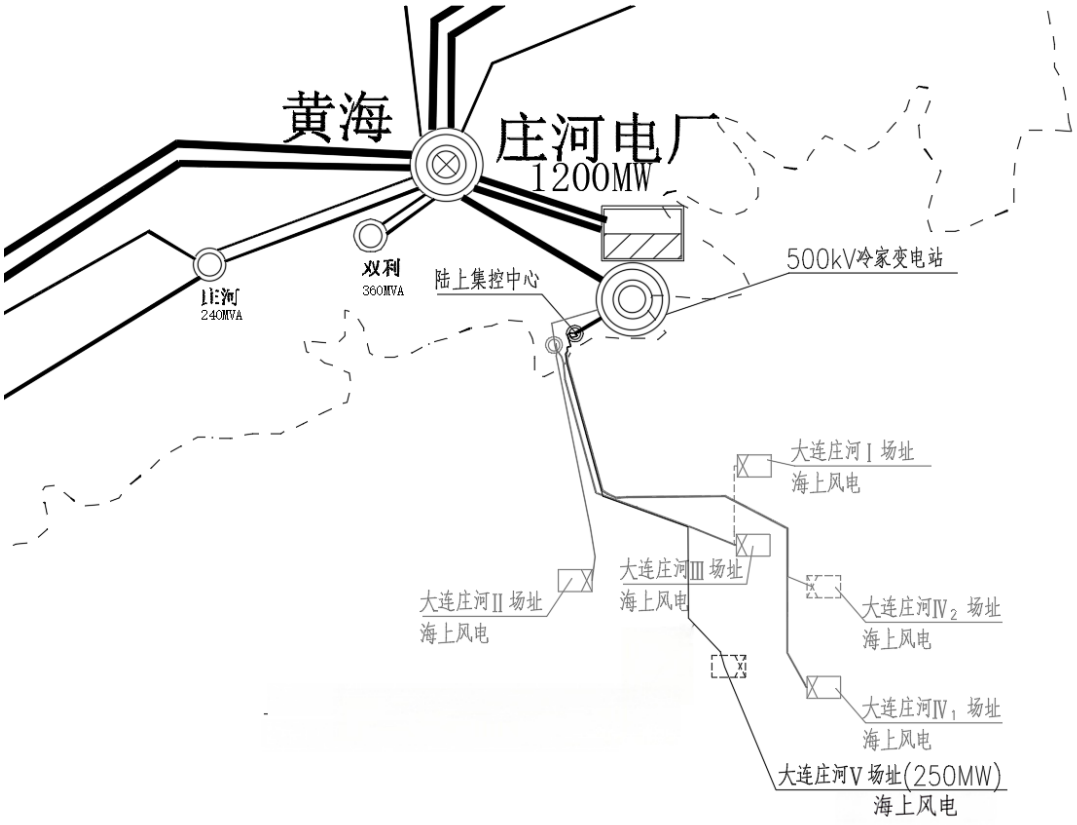


图 16：庄河海域已投运海上风电项目送出通道示意图[21]

冷家变的投运使大连庄河海上风电输送能力提升至 150 万千瓦，可以满足庄河海域已投运海上风电项目的送出需求。针对在建及规划中的海上风电项目，据了解，电网公司已完成输电规划研究，拟新建系统变电站，并通过丹东市接入地区主网，因此不会直接影响已投运海上风电项目的送出。

（3）对庄河Ⅲ海上风电项目的潜在影响

在电力消纳环境方面，庄河海域已投运、在建及规划中的海上风电项目与庄河Ⅲ海上风电项目消纳地区重合度较高，具有一定的竞争关系。现阶段辽宁省电力外送占比不高，新能源

[21] 图片仅用于区位示意。

发电主要在省内消纳，随着竞争性项目装机规模不断提升，庄河III海上风电项目的消纳环境竞争将更加激烈。

在送出能力方面，庄河海域已投运、在建及规划中的海上风电项目对庄河III海上风电项目的影响较小。一方面，庄河海域已投运的海上风电项目均通过冷家变至黄海变送出至辽宁电网，现阶段电网送出能力可以满足发电需求。另一方面，针对庄河海域未来在建及规划中的海上风电项目，电网公司将结合工程建设进度、消纳需求等，适时进行输变电工程的建设、改造和扩容等工作。

在市场竞争格局和弃风等因素上，庄河海域已投运、在建及规划中的海上风电项目与庄河III海上风电项目处于临近区域，自然条件接近，具有一定的竞争关系。海上风电项目上网电量通过电网公司按照公平、公正、公开的原则调度、输送和结算，但出现消纳端需求不匹配、送出通道输送能力不足等因素时，竞争性项目可能影响庄河III海上风电项目的弃风率，进而影响项目收益。

（4）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“区域内海上风电行业的竞争风险”中进行了相关披露，具体如下：

除庄河III海上风电项目外，庄河海域已投运 5 个海上风电项目，总并网容量 119.88 万千瓦。未来，庄河海域在建及规划中的有 3 个海上风电项目，规划总装机容量 130 万千瓦。庄河海域已投运、在建及规划中的海上风电项目与庄河III海上风电项目在所处区域、消纳地区等方面重合度较高，具有一定的竞争关系。海上风电项目上网电量通过电网公司按照公平、公正、公开的原则调度、输送和结算，但出现装机增加、消纳端需求不匹配、外送通道输送能力不足等因素时，竞争性项目可能影响庄河III海上风电项目的收益。

（六）关于运营管理安排

1.关于运营管理费。根据申报材料，本项目运营管理费包括基础服务费 A、基础服务费 B 和浮动服务费。基础服务费 A 为运营管理机构为本项目提供运营管理服务发生的必要成本，主要为人工成本及相关税费；基础服务费 B 为运营管理机构为本项目提供运营管理服务的合理报酬，评估在可供分配金额预测中体现，未在估值中体现。请管理人补充披露或说明下列事项：

（1）补充披露基础服务费的预测依据，结合历史运营管理成本情况、同类型已上市不动产基金可比情况等，说明基础服务费设置的合理性，并结合可比项目情况，说明是否符合行业惯例，对未在估值中考虑基础服务费 B 的合理性、审慎性，以及基础服务费设定能否保障本项目的稳定运营发表明确意见。

答复：

本基金基于历史运营管理成本及同类项目情况设置基础服务费，其中基础服务费 A 用于保障必要运营开支，基础服务费 B 作为合理利润未纳入资产组估值。该设置机制及水平符合行业惯例，具备合理性，能够保障本基金的稳定运营。

1）基础服务费 A 的合理性分析

本基金基础服务费 A 为运营管理机构为本基金提供运营管理服务发生的必要成本，主要为人工成本及相关税费。人工成

本包括为保障不动产项目正常运营管理所支出的职工薪酬、差旅交通费等。

2023-2025 年，庄河III海上风电项目职工薪酬、差旅交通费等支出情况如下：

表 40：基础服务费 A 与历史职工薪酬和差旅交通费对比情况

单位：万元

项目		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年预测
基础服务费 A	职工薪酬	1,820.39	2,098.76	3,266.86	2,620.20（后续每年增长 3%）
	差旅交通费	218.83	207.06	205.03	
合计		**2,039.22**	**2,305.82**	**3,471.89**	

三峡大连公司历史职工薪酬遵循三峡能源薪酬政策，由三峡能源整体统筹，保障整体薪酬体系的科学性与合理性。从历史数据看，2023-2025 年，三峡大连公司职工薪酬分别为 1,820.39 万元、2,098.76 万元和 3,266.86 万元，整体呈上升趋势，主要系员工人数持续增长以匹配项目出质保后日常运营需求。本基金 2026 年基础服务费 A 参考历史三年均值设置为 2,620.20 万元，具备一定合理性与审慎性。

从宏观经济情况看，CPI 涨幅通常是企业制定薪酬增长率的重要参考因素。根据国家统计局数据，2016-2025 年（近 10 年）我国年 CPI 涨幅均低于 3%，表明我国长期保持温和通胀水平。本基金 2027 年及以后将基础服务费 A 年增长率设定为 3%，并按照在役机组规模等比例调整，该设置既参考了物价变动中枢，也为可能的波动预留适度空间，同时兼顾人员稳定与成本控制，具备合理性与审慎性。

2）基础服务费 B 的合理性分析

（a）行业发展趋势与主动管理能力的重要性

随着 136 号文及各省细则的落地，新能源发电行业正加速进入全面市场化阶段。在这一背景下，新能源发电企业的电力交易能力成为影响项目收益的关键因素，通过提升电力市场交易团队的专业水平，主动优化交易策略，可以有效放大项目收益空间。另一方面，海上风电项目的运营维护面临环境、设备、交通等多重复杂挑战，提升运维技术、管理水平和应急响应能力，有助于降低运营成本和风险，保障项目收益的稳定性。由此可见，主动管理能力在提升新能源项目价值中的作用日益凸显。

基础服务费 B 作为运营管理机构为本项目提供运营管理服务的合理报酬，在其覆盖基础成本之外，给予运营管理机构合理的利润空间，正是对其主动管理行为的有效激励。这种机制安排有助于调动运营管理机构发挥专业优势，持续提升电力交易能力和运维管理水平，从而在市场化环境中为基金份额持有人创造更大的价值。

（b）同行业可比项目、已上市不动产基金的情况

经查询公开信息，截至 2025 年末，已上市的能源公募 REITs 共 8 只，包括工银蒙能清洁能源 REIT（陆上风电）、华夏特变电工新能源 REIT（光伏）、华夏华电清洁能源 REIT（天然气热电联产）、嘉实中国电建清洁能源 REIT（水电）、

鹏华深圳能源 REIT（天然气发电）、中航京能国际能源 REIT（光伏）、中信建投明阳智能新能源 REIT（陆上风电）和中信建投国家电投新能源 REIT（海上风电）。其中，已设置运营管理机构运营利润（或类似安排）的有鹏华深圳能源 REIT、中信建投明阳智能新能源 REIT、华夏华电清洁能源 REIT、中信建投国家电投新能源 REIT 等产品。对比本项目，具体情况如下表所示。

表 41：同类型公募 REITs 运营利润设置情况表

项目名称	资产类型	运营利润（或类似安排）
鹏华深圳能源 REIT	天然气发电	固定运营管理服务费=净收入 1*3.5%; 其中，净收入 1=营业收入-营业支出（不考虑固定及浮动管理费、折旧摊销、财务费用、税金及附加）。
中信建投明阳智能新能源 REIT	陆上风电	固定管理费=年度净收入*1%*（1-调整比率）； 其中年度净收入=营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、财务费用）-资本性支出；调整比率与年度净收入完成率挂钩，取值为 0%-100%。
华夏华电清洁能源 REIT	天然气发电	基本运营管理费 B=运营净收入 1*6%; 其中运营净收入 1=营业收入-营业成本（不考虑基本运营管理费 B、激励运营管理费、税金及附加、折旧、摊销、财务费用及所得税费用）-资本性支出。
中信建投国家电投新能源 REIT	海上风电	固定管理费=当年实际净收入*9.30%*（1-调整比率）； 其中实际净收入=营业总收入-营业总成本-资本性支出；调整比率与 EBITDA 完成率相关，取值为 0%-55%。
本项目	海上风电	基础服务费 B 为项目公司年度净收入 2 的 4%; 其中项目公司年度净收入 2＝营业总收入-营业总成本（不考虑基础服务费 B、浮动服务费、折旧、摊销、因股东借款产生的财务费用）-资本性支出。

数据来源：各基金招募说明书

可以看出，上表能源公募 REITs 对于运营利润的设置机制类似，均按净收入的一定比例计提，部分项目还引入了与经营

业绩挂钩的动态调整机制。本项目与底层资产同属海上风电项目的中信建投国家电投新能源 REIT 可比性最强，该项目运营利润计算公式为“当年实际净收入 × 9.30% ×（1-调整比率）”，其中调整比率与 EBITDA 完成率挂钩，取值范围为 0%-55%，因此其实际有效费率在 4.185%-9.30%。相比之下，本项目采用的基础服务费 B 为净收入 2 的 4%，尽管未设置调整比率，该费率已低于中信建投国家电投新能源 REIT 的最低有效费率，本项目的运营利润设置机制具备合理性和审慎性。

（c）基础服务费 B 未纳入估值的合理性分析

根据评估逻辑，支付给运营管理机构的运营利润（即基础服务费 B）是在发行公募 REITs 后依据《运营管理服务协议》发生的费用，属于运营管理机构提供运营管理服务的必要报酬，而非维持不动产项目既有运营模式所必需的成本。因此，在资产组估值中不予考虑具有合理性。

对比已上市的公募 REITs，可供分派金额测算与资产估值对运营管理机构运营利润的差异化处理属于普遍现象。例如，鹏华深圳能源 REIT、中信建投明阳智能新能源 REIT、华夏华电清洁能源 REIT，以及底层资产与本项目同属海上风电的中信建投国家电投新能源 REIT，均设置了未计入估值的运营利润，本项目的处理方式与行业实践一致。

（d）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“基础服务费 B 影响可供分配现金流的风险”中进行了相关披露，具体如下：

“根据《运营管理服务协议》，本基金的运营管理费包括基础服务费 A、基础服务费 B 和浮动服务费。其中基础服务费 B 为运营管理机构收取的合理报酬，计算公式为项目公司年度净收入 2 的 4%。项目公司年度净收入 2＝营业总收入－营业总成本（不考虑基础服务费 B、浮动服务费、折旧、摊销、税金及附加、因股东借款产生的财务费用）－资本性支出。

由于基础服务费 B 不属于不动产项目保持现有模式正常经营的必要成本，因此未纳入资产组估值（即估值未体现该项现金流出）。在其他参数不变的情况下，假设基础服务费 B 纳入资产组估值，估值预计下降约 1.2 亿元，占比为 3.2%。尽管未纳入估值，但该费用会直接减少基金的可供分配金额，故已在可供分配金额预测中予以考虑。上述处理方式的差异，叠加估值中未考虑的基金管理费、托管费、专项计划层面相关税费等因素，共同导致评估预测的项目公司现金流与实际可供分配现金流之间存在固有差异。此外，若项目公司年度净收入 2 超过可供分配预测金额，则基础服务费 B 也将较预测有所增加。”

（2）根据《审核关注事项》第六十九条相关规定，结合浮动服务费与运营管理团队的绩效评价及收入分配的勾稽关系，对现有机制安排能否有效实现对等的激励约束目标以及激励到人发表明确意见，评估在运营管理协议中对相关安排予以明确。

答复：

1）现有机制安排可以有效实现对等的激励约束目标

根据《运营管理服务协议》，本项目根据运营业绩完成率的情况设置双向的激励管理机制，浮动服务费计算公式为该年度项目公司年度净收入1×浮动服务费率。其中，

（a）项目公司年度净收入1＝营业总收入－营业总成本（不考虑浮动服务费、折旧、摊销、因股东借款产生的财务费用）－资本性支出，为避免疑义，除资本性支出为含税金额，其余科目为不含税金额；

（b）浮动服务费率依据项目公司运营业绩完成率指标的完成情况来确定，对应关系如下。

表 42：浮动服务费计提规则

运营业绩完成率（X）	浮动服务费计提规则
X≥120%	浮动服务费＝实际业绩与目标业绩的差额×10%
110%≤X＜120%	浮动服务费＝实际业绩与目标业绩的差额×7%
100%≤X＜110%	浮动服务费＝实际业绩与目标业绩的差额×4%
90%≤X＜100%	浮动服务费＝实际业绩与目标业绩的差额×4%
80%≤X＜90%	浮动服务费＝实际业绩与目标业绩的差额×7%
X＜80%	浮动服务费＝实际业绩与目标业绩的差额×10%

注 1：自 2026 年度起，年度运营业绩完成率 X＝根据项目公司年度审计报告计算的项目公司年度净收入 1 / 根据基金初始发行的不动产项目资产组组合项目资产评估报告计算的项目公司年度净收入 1；
注 2：浮动服务费为负时，由项目公司在支付该年度基础服务费 B 时扣减对应计算金额，直至将基础服务费 B 扣减为 0。

综上，前述浮动服务费机制在相同偏离程度下设置相同比例的奖励与惩罚系数，形成双向对等的激励约束结构。该机制能够有效激励运营管理机构勤勉尽责，努力提升项目运营水平，切实保障本项目的长期稳定运营和投资人利益。

2）现有机制安排可通过影响运营管理机构的运营管理费，进而实现激励到相关人员

根据三峡能源内部考核管理要求，相关激励政策与项目运营质量、综合管理水平直接挂钩。本基金运营管理费挂钩项目盈利指标，而项目盈利情况由实际运营质量与管理成效直接决定。因此，现有机制安排可通过调节运营管理机构的运营管理费，将激励约束传导至一线管理及执行人员，构建闭环有效的激励约束体系。

本基金运营管理机构为三峡能源全资子公司三峡辽宁能投，其运营管理工作严格遵循三峡能源统一内部管理制度。针对所属区域管理机构及直管子公司电力生产业务的考核管理，三峡能源已制定并实施《中国三峡新能源（集团）股份有限公司所属单位年度经营业绩考核办法》《中国三峡新能源（集团）股份有限公司专项业务激励管理办法（试行）》《中国三峡新能源（集团）股份有限公司电力生产考核实施细则（试行）》等系列制度文件。按照制度规定，三峡能源电力生产部负责对专

项业务激励、年度经营业绩考核中电力生产相关申报事项及分配方案开展审核、统计与监督等日常管理工作；各单位负责本区域专项业务激励申报、分配与兑现，以及年度经营业绩考核目标完成情况的总结分析与上报工作，考核管理体系完整、权责清晰。

三峡能源对电力生产环节的考核主要分为年度经营业绩考核与电力生产专项业务激励两部分。年度经营业绩考核重点围绕发电量、故障电量损失率、全站非计划停运次数等核心运营指标开展；电力生产专项业务激励则明确了设备管理激励、运行发电激励的申请前提条件，以及运维管理、技术管理等方面的激励核减事项，指标设置全面覆盖运营管理关键环节。

综上，本基金通过基础服务费 B 及浮动管理费机制，将运营管理机构利益与基金份额持有人利益深度绑定。结合三峡能源成熟完善的内部考核与激励制度，基础服务费 B、浮动服务费的计提水平与运营管理团队的绩效评价形成明确对应关系，其中浮动服务费更能够有效实现对等的激励约束目标，并将激励约束传导至一线管理及执行人员。该机制设计可充分调动运营管理机构积极性，激励其持续提升电力市场化交易能力、日常运维管理水平等核心专业能力，提高庄河Ⅲ海上风电项目整体运营业绩，最终切实为基金份额持有人创造价值。

2.关于分层决策机制。请管理人结合上述问题及《审核关注事项》第六十四条相关规定，说明目前运营管理安排能否有效保证运营稳定性，详细披露未来运营风险的缓释措施，并在运营管理协议中予以明确。评估在项目公司、基金管理人、基金份额持有人大会等不同层面设置项目运营过程中重要事项的分层决策机制，充分发挥运营管理机构及相关方参与项目运营的作用。

答复：

（1）运营管理安排对运营稳定性的影响

1）本基金发行前后的运营管理安排

本基金发行前，庄河III海上风电项目由三峡大连公司负责运营管理，其原有运营管理团队的劳动关系将转移至运营管理机构三峡辽宁能投。转移完成后，三峡辽宁能投将在安全生产、电力市场化交易、项目运营维护等方面具备专业人才。

本基金发行后，基金管理人将向项目公司委派董事、法定代表人、总经理、财务负责人，并与三峡辽宁能投共同为项目公司及不动产项目提供运营管理服务。根据《运营管理服务协议》，基金管理人将主动履行不动产项目运营管理职责，并委托三峡辽宁能投提供部分运营管理服务，与项目公司三峡大连公司共同签署《运营管理服务协议》，明确各方权责关系。

2）运营管理安排不影响运营稳定性

尽管本基金发行后的项目运营管理安排在聘用关系、权责划分、资金划付等方面有所调整，但通过《基金合同》《运营管理服务协议》等法律文件的约定，已在项目公司、基金管理人、基金份额持有人大会等层面建立完善的分层决策机制，确保运营管理安排的变动不会影响项目运营的稳定性。针对可能带来的潜在不利影响，已制定以下风险缓释措施：

（a）项目运营管理团队保持稳定

本基金成立前后，不动产项目由同一团队负责运营管理，主要职责保持不变。该团队目前管理的海上风电项目包括庄河III海上风电项目及庄河V海上风电项目（250MW），均位于大连市庄河海域，积累了丰富的同类型、同区域项目运营管理经验。通过保持项目管理团队的稳定性，有力保障项目运营的稳定性。

（b）原始权益人及关联方继续持有较高比例的基金份额

三峡能源及同一控制下关联方拟合计认购本基金 44%的基金份额（其中原始权益人认购 34%，关联方认购 10%），与其他基金份额持有人利益深度绑定。基金管理人将与运营管理机构加强沟通，在项目运营过程中落实分层决策机制，保障项目平稳运行，维护投资人的长期利益。

（c）设置合理且具有激励效果的运营管理服务费

运营管理机构的履职尽责是影响不动产项目运营水平的关键因素，为保障运营稳定性，提高运营管理机构的积极性，尽可能保障投资人利益，本基金亦设置相应的激励约束机制。根据《运营管理服务协议》约定，运营管理服务费由基础服务费A、基础服务费B及浮动服务费三部分构成。其中，浮动服务费与项目公司年度净收入直接挂钩，依据运营业绩完成率指标的完成情况确定浮动服务费率，设置双向奖惩机制，有效提升运营管理机构的工作积极性。

（d）承诺采取有效措施降低同业竞争风险

原始权益人三峡能源、运营管理机构三峡辽宁能投分别出具了《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺：本基金的运营人员与竞争性项目相互独立；以不低于管理其他同类资产的运营管理水平为本基金提供运营管理服务，公平公正对待不同的竞争性项目；对于存在竞争关系的业务机会，按合理和公平的条款在同等条件下优先提供给本基金等内容。相关承诺函的出具，有助于进一步降低项目未来运营风险，保障基金收益实现。

综上，通过保持运营管理团队的稳定性、原始权益人持有较高比例的基金份额、引入与业绩挂钩的双向奖惩机制，并由原始权益人及运营管理机构出具承诺函等方式，当前运营管理安排能够有效保障项目的运营稳定性。

（2）分层决策机制

本基金已根据《审核关注事项》第六十四条的相关规定，在项目公司、基金管理人、基金份额持有人大会等不同层面建立了分层决策机制，以提升决策效率与质量，促使运营管理机构及相关方充分发挥其专业优势，有效保障运营稳定性。具体如下：

1）项目公司层面

基金管理人有权任命和更换项目公司的法定代表人、董事、财务负责人，并根据公司章程就重大事项进行决策。基金管理人委托运营管理机构三峡辽宁能投为不动产项目提供运营管理服务。

本基金通过《运营管理服务协议》明确项目公司与运营管理机构之间的职责分工。三峡辽宁能投作为运营管理机构，承担不动产项目日常运营的重要执行职能，包括协助项目公司制定运营管理制度、编制年度运营计划和预算、统筹日常运维及技术改造、开展电力营销和收益管理、安全生产管理等。项目公司三峡大连公司主要履行监督与配合职责，有权查阅运营资料、进行实地巡查，并对运营服务提出建议。

2）基金管理人层面

（a）REITs 投资及运营决策委员会

基金管理人华泰资管已设立公开募集不动产投资信托基金投资及运营决策委员会（简称“REITs 投资及运营决策委员

会”）作为 REITs 运作阶段（包括不限于不动产项目的初始与存续期投资和处置、不动产项目的运营管理）的决策机构，其中涉及运营管理的相关内容包括：制定、完善投资及运营决策制度和流程；决定不动产项目管理工作的深度及具体要求，根据不动产项目管理方案制定投资及运营授权方案，对不动产项目管理的重大事项（包括不限于超出授权的投资及运营事项）进行审批，对不动产项目管理的期间管理工作进行后续跟踪。

（b）公募 REITs 运营管理的相关内部制度

基金管理人针对公募 REITs 业务制定了严格的项目运营、信息披露、风险控制等内部制度，包括《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务管理制度（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金项目运营与管理制度（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金基金投资及运营决策委员会议事规则（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务信息披露管理制度（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务公平交易制度（2026 年修订）》等，相关制度体系较为完善。

（c）运营管理服务协议约定的职责

本基金在《运营管理服务协议》中约定基金管理人对运营管理机构的相关职责，包括：审批年度运营计划、预算及资本性支出等重大事项，并委派财务人员对项目公司资金进行穿透

式监管；同时，通过定期巡查、资料查阅及聘请第三方审计等方式对运营管理机构进行全过程监督，并根据年度净收入完成情况核定绩效考核与服务费支付等。

3）基金份额持有人大会层面

根据《基金合同》之“第八部分 基金份额持有人大会”，基金份额持有人大会不设日常机构。若将来法律法规对基金份额持有人大会另有规定的，以届时有效的法律法规为准。基金份额持有人大会的召开事由包括：

“本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，金额超过基金净资产 20%的其他不动产项目或不动产资产支持证券的购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，本基金成立后发生的金额超过本基金净资产 5%的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

……

除基金合同约定的解聘运营管理机构的法定情形外，基金管理人提议解聘、更换运营管理机构的；

基金管理人或基金托管人要求召开基金份额持有人大会；

单独或合计持有本基金总份额 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人（以基金管理人收到提议当日的基金份额计算，下同）就同一事项书面要求召开基金份额持有人大会；”

综上，本基金在项目公司层面委托运营管理机构负责日常经营管理，在基金管理人层面设置分层审批机制对运营事项进行有效把关，在基金份额持有人大会层面保留重大事项的最终决策权。通过上述层层递进、权责清晰的治理架构，形成多方协同、相互制衡的管理合力，能够有效激励运营管理机构及相关方履职尽责，为不动产项目的长期稳定运营提供坚实保障。

二、其他反馈问题

（一）关于合规性。根据申报材料，本项目用海申请批复文件、《水上水下活动许可证》取得时间晚于项目开工时间，项目公司存在受到相关主管部门行政处罚的风险；有关业务资质将于不动产基金存续期内到期。请管理人补充披露相关行政处罚类型及金额等、有关业务资质续期安排，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

1.行政处罚类型及金额

对于庄河III海上风电项目用海申请批复文件取得时间晚于项目开工时间的行政处罚风险，《中华人民共和国海域使用管理法》（2002年1月1日起施行，下同）第四十二条规定，“未经批准或者骗取批准，非法占用海域的，责令退还非法占用的海域，恢复海域原状，没收违法所得，并处非法占用海域期间内该海域面积应缴纳的海域使用金五倍以上十五倍以下的罚款”。据此，因用海申请批复文件取得时间晚于项目开工时间这一情形可能受到的行政处罚类型包括责令退还非法占用海域、恢复海域原状、没收违法所得及罚款。鉴于庄河III海上风电项目现已依法取得《海域使用权批准通知书》《三峡新能源大连市庄河III（300兆瓦）海上风电场项目海域使用权变更批准通知书》及海域使用权《不动产权证书》，且庄河III海上风电项目自2017年10月25日开工至2018年4月28日取得海域使用权《不动产权证书》期间未取得相关经营收入，项目公司被处以

责令退还非法占用海域、恢复海域原状或被没收违法所得的可能性较低。

《中华人民共和国行政处罚法》第五十条规定，“本法规定的行政处罚，由县级以上人民政府海洋行政主管部门依据职权决定。但是，本法已对处罚机关作出规定的除外”。《关于加强海域使用金征收管理的通知》（财综〔2007〕10 号）规定，“海域使用金统一按照用海类型、海域等别以及相应的海域使用金征收标准计算征收。其中，对填海造地、非透水构筑物、跨海桥梁和海底隧道等项目用海实行一次性计征海域使用金，对其他项目用海按照使用年限逐年计征海域使用金。使用海域不超过 6 个月的，按照年征收标准的 50%一次性计征海域使用金；超过 6 个月不足 1 年的，按年征收标准一次性计征海域使用金。经营性临时用海按年征收标准的 25%一次性计征海域使用金”。根据《关于印发大连市海洋发展局行政处罚自由裁量权基准（2023 版）的通知》（大海发〔2023〕42 号），对于“符合海洋功能区划，符合国家产业政策，取得项目立项批复，相关用海申请正在办理的”，属于较轻情形，对应裁量标准为“处非法占用海域期间内该海域面积应缴纳海域使用金五倍以上八倍以下的罚款”。

庄河III海上风电项目自 2017 年 10 月 25 日开工至 2018 年 4 月 28 日取得海域使用权《不动产权证书》期间占用海域不超过 6 个月。根据庄河III海上风电项目试桩期间所办理的临时海域使用权《不动产权证书》（辽（2018）庄河市不动产权第

08930014 号，使用期限自 2018 年 1 月 2 日至 2018 年 4 月 1 日），庄河III海上风电项目在此期间用海面积 2.7512 公顷，用海方式全部为透水构筑物；根据庄河III海上风电项目《海域使用权批准书》，庄河III海上风电项目海域使用金征收标准为透水构筑物每年每公顷 1.2 万元。

据此，项目公司因用海申请批复文件取得时间晚于项目开工时间可能被处罚款的金额范围为 8.2536-13.20576 万元，具体由处罚机关依职权确定。

对于庄河III海上风电项目《水上水下活动许可证》取得时间晚于项目开工时间的行政处罚风险，《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定（2016 年修正）》第三十三条规定，“有下列行为或者情形之一的，海事管理机构应当责令施工作业单位、施工作业的船舶和设施立即停止施工作业，责令限期改正，并处 5000 元以上 3 万元以下的罚款。属于内河通航水域水上水下活动的，处 5000 元以上 5 万元以下的罚款:（一）应申请许可证而未取得,擅自进行水上水下活动的；……”；《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（2021 年 9 月 1 日起实施）第三十一条规定，“在管辖海域内有下列情形之一的，海事管理机构应当责令改正，对违法船舶、海上设施的所有人、经营人或者管理人处 3 万元以上 30 万元以下的罚款，对船长、责任船员处 3000 元以上 3 万元以下的罚款，或者暂扣船员适任证书 6 个月至 12 个月；情节严重的，吊销船长、责任船员的船员适任证书。（一）船舶、海上设施未取得许可证或

者使用涂改、非法受让的许可证从事施工作业的；……”。《中华人民共和国行政处罚法》第三十七条规定，实施行政处罚，适用违法行为发生时的法律、法规、规章的规定。但是，作出行政处罚决定时，法律、法规、规章已被修改或者废止，且新的规定处罚较轻或者不认为是违法的，适用新的规定。鉴于庄河III海上风电项目现已依法取得《水上水下活动许可》且已竣工并投入使用，项目公司被处责令停止施工、限期改正的可能性较低；根据《中华人民共和国行政处罚法》前述“从旧兼从轻原则”，项目公司因《水上水下活动许可证》取得时间晚于项目开工时间可能被处 3,000 元以上 3 万元以下的罚款。

综上，庄河III海上风电项目用海申请批复文件、《水上水下活动许可证》取得时间晚于项目开工时间，可能面临被处罚款的风险，金额合计范围为约 8.5536-16.20576 万元。

2.业务资质及续期安排

三峡大连公司现持有国家能源局东北监管局于 2022 年 10 月 11 日颁发许可证编号为 1020719-00340 的《电力业务许可证》，有效期至 2039 年 5 月 4 日。电力业务许可证期限无法覆盖机组使用寿命。

根据《电力业务许可证管理规定》及《电力业务许可证监督管理办法》，在中华人民共和国境内从事电力业务，应当按规定取得电力业务许可证。电力业务许可证的有效期为 20 年，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出许可证有效期延续申

请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。根据国家能源局公布的《国家能源局综合司关于印发电力业务许可证申请表的通知》中《电力业务许可证申请表（发电类）》的规定，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业财务、主要管理人员任职资格、电力设施运行能力等应当满足许可条件。

三峡大连公司财务状况、主要管理人员任职资格、电力设施运行能力是保障不动产项目稳定运营的重要因素。不动产基金存续期间，基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作。在前述条件不发生重大变化的前提下，基金管理人认为按照现行法规，三峡大连公司能够满足《电力业务许可证》续期许可条件，预计不会对不动产存续期间的正常生产造成重大影响。

3.与行政处罚相关的风险揭示与缓释措施

（1）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“用海申请批复文件、水上水下活动许可证取得时间晚于项目开工时间的风险”中进行了相关披露，具体如下：

由于庄河III海上风电项目系我国东北地区首个获准建设的海上风电项目，在庄河III海上风电项目已依法取得立项核准文

件后开展了单点位的实验性工作，并于 2017 年 10 月 25 日进行了风机基础开工。庄河III海上风电项目于 2018 年 4 月 21 日取得用海批复，于 2018 年 8 月-2019 年 3 月取得了各项安装工程的水上水下活动许可，均晚于风机基础开工时间。根据《海上风电开发建设管理办法》《中华人民共和国海域使用管理法》及当时有效的《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》的相关规定，海上风电项目必须经过核准并取得海域使用权后方可开工建设，在取得海事管理机构颁发的《中华人民共和国水上水下活动许可证》后方可进行相应的水上水下活动。由于用海申请批复文件、《水上水下活动许可证》取得时间晚于项目开工时间，项目公司存在受到相关主管部门行政处罚的风险，金额合计范围为约 8.5536-16.20576 万元。

（2）缓释措施

原始权益人三峡能源作为转让方已在《项目公司股权转让协议》中作出如下陈述及保证：“基础设施资产之建筑物/构筑物系合法建筑，基础设施资产的必要固定资产投资管理手续均已依法履行或已获得相关有权政府主管部门的认可，满足固定资产投资管理合规性的要求，其投资、建设、维护和运营符合国家及基础设施资产所在地相关规定。如基础设施资产因不符合前述陈述/保证导致或项目公司在交割日后遭受任何损失（包括但不限于被政府主管部门或任何其他第三方要求补缴款项、罚款、滞纳金，或因被责令整改而影响正常经营）的，原始权益人应足额补偿项目公司因此遭受的全部损失（包括但不限于

直接损失及因项目公司无法继续出租或使用基础设施资产而导致的间接损失）。”

4.与业务资质相关的风险揭示与缓释措施

（1）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“《电力业务许可证》续期风险”中进行了相关披露，具体如下：

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》《电力业务许可证管理规定》及《电力业务许可证监督管理办法》，在中华人民共和国境内从事电力业务，应当按规定取得电力业务许可证。电力业务许可证的有效期为 20 年，庄河III海上风电项目的《电力业务许可证》有效期至 2039 年 5 月 4 日，《电力业务许可证》规定的机组设计寿命为 25 年（至 2044-2045 年），因此电力业务许可证期限无法覆盖机组使用寿命，未来需要办理电力业务许可证续期手续。

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》《电力业务许可证管理规定》及《电力业务许可证监督管理办法》的相关规定，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满 30 日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。若未来续期申请未通过审

批或续期政策发生变化，可能存在电力业务许可证无法续期的风险。

（2）缓释措施

基金管理人与运营管理机构将安排相关人员提前熟悉电力业务许可证的续期流程，与国家能源局派出机构等有关部门保持充分沟通。

在相关业务许可证到期前，提前制定工作计划，按相关法律法规的要求准备续期材料，及时提交续期申请，并跟进后续的现场核查等流程（如需）。各方将积极采取措施以规避三峡大连公司财务状况、主要管理人员任职资格、电力设施运行能力等许可条件发生重大变化的情况，以减小相关业务许可证无法续期的可能性。

（二）关于资产完整性。根据申报材料，本项目集控中心的土地使用权以及房屋所有权（以下简称集控中心）未纳入底层资产范围。请管理人、律师结合《审核关注事项》第十五条相关规定，说明集控中心是否属于实现本项目资产功能所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施，相关安排是否对本项目运营稳定性、现金流和估值存在重大影响。

答复：

庄河III海上风电项目资产范围包括 6.45MW、3.3MW、3.0MW 风力发电机共计 72 台、配套建设的 1 座海上升压站、12 回 35kV 海底电缆集电线路、2 回 220kV 海底电缆、220kV 陆上架空联络线路以及相关设施设备等。集控中心土地使用权以及房屋所有权（不包含风力发电及电力输送相关设施设备，简称“集控中心”）未纳入底层资产范围。

1.集控中心不属于实现庄河III海上风电项目资产功能所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施

根据不动产项目的发电原理，风电项目的核心功能资产是风力发电机组、集电线路、海上升压站、海底电缆、架空联络线路与相关设施设备，其功能是将风能转化为符合电网接入标准的电能，并接入电网。

集控中心是部分设施设备的“承载空间”，本质上属于电力传输环节而非电力生产环节的一部分。集控中心已办理独立的权属证明，与风机等核心发电资产是可分割的独立物权；此外，集控中心内部的相关一、二次电气设备均已纳入底层资产

范围，不动产项目具备完整的发电能力，且所发电能可接入电网。因此，集控中心属于将电能“送出去”的设备的“承载空间”，而非“发出来”的必备设施，其功能具有明确的可分割性。

综上，集控中心不属于实现不动产项目功能所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施。

2.集控中心未纳入资产范围的原因

根据三峡能源对项目公司房屋及建筑物资产进行集中统一管理的整体安排，项目公司将包括集控中心在内的全部房屋及建筑物资产划转至三峡辽宁能投。2025 年 12 月 16 日，集控中心的权利人已变更为三峡辽宁能投，其不动产权属情况如下：

表 43：集控中心的权属情况

序号	坐落	权利人	产权证书编号	房屋用途	建筑面积（㎡）
1	庄河市黑岛镇山南头村隋圈屯 86-4 号 1 层	三峡辽宁能投	辽（2025）庄河市不动产权第 08021491 号	油库	64.92
2	庄河市黑岛镇山南头村隋圈屯 86-2 号 1-2 层		辽（2025）庄河市不动产权第 08021489 号	设备用房	2,343.33
3	庄河市黑岛镇山南头村隋圈屯 86-3 号-1-1 层		辽（2025）庄河市不动产权第 08021488 号	附属用房	501.68
4	庄河市黑岛镇山南头村隋圈屯 86-1 号 1-2 层		辽（2025）庄河市不动产权第 08021490 号	监控室	1,268.06
合计					**4,177.99**

3.集控中心未纳入资产范围的后续安排

权属变更后，为保证三峡大连公司能够无障碍且持续使用集控中心，三峡大连公司与三峡辽宁能投签署了《集控中心租赁协议》，约定由三峡大连公司通过租赁的方式继续使用三峡辽宁能投持有的集控中心。相关租金成本已纳入资产评估及可供分配现金流测算考虑，集控中心的运营维护由三峡辽宁能投负责。《集控中心租赁协议》的主要内容包括：

（1）期限及续期安排

租赁期限为 20 年，租赁期限届满后，三峡大连公司可无条件自动续租 1 年，续租期限内租赁条件维持不变。租赁期限可覆盖不动产项目的剩余生命周期（即不动产项目机组设计寿命届满时）。

（2）租金的计算方式

集控中心的租金由资产折旧、增值税及附加、房产税、土地使用费及合理利润组成。

（3）维护保养安排

租赁期内，三峡辽宁能投对集控中心资产房屋建筑及附属设施负有检查、维修、保养及升级改造义务，保证集控中心资产始终处于良好运营状态，符合不动产项目及三峡大连公司生产经营需求；相关费用已考虑在租金中，无需由三峡大连公司承担。如集控中心资产出现影响不动产项目及三峡大连公司正常生产经营情形的，三峡辽宁能投应在双方协商一致期限内进

行紧急维修和处理，及时消除相关故障及风险并避免后续可能发生的隐患。虽有前述约定，如因三峡大连公司未正常使用集控中心资产原因（包括未将集控中心资产用于协议约定用途等）导致出现需维修情况，由此产生的费用由三峡大连公司承担。

4.相关安排对于项目的影响

（1）运营稳定性方面

就集控中心而言，三峡大连公司通过租赁方式享有对其的使用权，租赁期限可以覆盖不动产项目的运营周期。此外，不动产项目发电及输变电相关的重要设施设备均已纳入资产范围。

因此，根据上述安排，集控中心未纳入资产范围不影响庄河III海上风电项目的运营稳定性。

（2）现金流和估值方面

根据《集控中心租赁协议》，三峡大连公司需每年向三峡辽宁能投支付租金约 122.67 万元，现金流出占不动产项目年收入的比例低于 0.05%；在其他参数不变的情况下，因支付租金导致不动产项目估值下降约 0.12 亿元，占比为 0.3%。

因此，根据上述安排，集控中心未纳入入池资产范围对庄河III海上风电项目现金流和估值的影响较小。

5. 风险揭示与缓释措施

（1）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“集控中心相关资产未纳入入池资产范围相关风险”中进行了相关披露，具体如下：

根据三峡能源对项目公司房屋及建筑物资产进行集中统一管理的整体安排，庄河III海上风电项目集控中心的土地使用权以及房屋所有权（简称“集控中心”）未纳入底层资产范围，项目公司已将其划转至运营管理机构三峡辽宁能投名下。

为保证项目公司能够无障碍且持续使用集控中心，项目公司与三峡辽宁能投签署了《三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电场项目陆上集控中心租赁协议》（简称《集控中心租赁协议》），约定由项目公司承租集控中心。不动产基金存续期间，如项目公司与运营管理机构就集控中心等相关未入池资产相关安排产生纠纷，可能影响不动产项目的日常运营，进而对基金收益产生不利影响。

（2）缓释措施

为保障不动产项目生命周期内，三峡大连公司能够正常使用集控中心，《集控中心租赁协议》明确约定：三峡辽宁能投不得将集控中心资产出售、质押、抵押、转让或转移给任何其

他主体，不得采取任何行动损害三峡大连公司在租赁期内的使用权。

（三）关于共用资产。根据申报材料，本项目部分输变电资产租赁给大唐庄河公司和大连船舶公司。请管理人、律师结合《审核关注事项》第十七条相关规定，补充披露资产共用情况及原因，不动产基金存续期内的运营管理安排等，审慎评估资产共用情形对本项目稳定性、现金流和估值的影响，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

1.资产租赁的情况及原因

庄河III海上风电项目是我国北方地区首个海上风电项目，项目建成后已形成完整的输变电资产并接入电网。后续建设的庄河Ⅰ、庄河Ⅱ海上风电项目与庄河III海上风电项目地处同一海域、地理位置相邻，且均经冷家变电站送出。鉴于庄河III海上风电项目输变电资产具备良好的承载能力，三峡大连公司将部分输变电资产出租给大唐庄河公司及大连船舶公司，用于其日常输电业务，并按约定收取相应租金。庄河III海上风电项目租赁给大唐庄河公司和大连船舶公司的部分输变电资产是项目公司投资建设并合法单独持有的资产，不存在其他共有人。

（1）与庄河I海上风电项目有关的租赁情况

1）租赁资产

根据三峡大连公司与大唐庄河公司于 2021 年 6 月 29 日签署的《大唐（庄河）风力发电有限公司庄河Ⅰ海上风电项目（100MW）临时接入三峡新能源大连发电有限公司庄河III项目

（300MW）相关事项协议》（简称《租赁协议 1》），三峡大连公司允许大唐庄河公司以租赁方式使用三峡大连公司持有的海上升压 35kV IV 段母线所带一、二次设备，共用海上升压站 35kV 母线以上全部电气一、二次设备、海上升压站辅助控制系统、220kV 海缆、陆上架空联络线路、黑岛变电站电气一、二次设备（简称“租赁资产 1”）。

2）租赁期限

根据《租赁协议 1》，租赁资产 1 的租赁期限为 25 年。

3）资产租赁费及支付方式

根据《租赁协议 1》，大唐庄河公司采用一次性支付的方式对三峡大连公司支付 25 年租金，总金额为 175,766,007.00 元（含税，税率 9%）。截至本项目评估基准日，大唐庄河公司已全额支付租金。

（2）与庄河II海上风电项目有关的租赁情况

1）租赁资产

庄河III海上风电项目项下 220kV 陆上架空联络线路共 4 回，包括 2 回 1*400mm²和 2 回 2*300mm²。根据三峡大连公司与大连船舶公司于 2019 年 11 月 15 日签署的《三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电项目输变电资产租赁合同》（简称《框架租赁协议》），三峡大连公司将其中 1 回 2*300mm²架空联络线（简称“租赁资产 2”）租赁给大连船舶公司持有运营的庄河II海上风电项目使用。

2）租赁期限

根据《框架租赁协议》，租赁资产 2 的租赁期限为 20 年，合同有效期为一年，此后租赁合同每年一签（即“年度租赁协议”），并按年收取资产租赁费，有效期为一顺延年，双方于上一年度届满前 30 日内（含本数）签订下一年度租赁合同。租赁期限届满，三峡大连公司和大连船舶公司同意续租的，应在租赁期限届满前 30 日内（含本数）签订续租合同。

3）资产租赁费及支付方式

根据《框架租赁协议》，租赁资产 2 每年租金为 3,870,000.00 元/年（含税，税率 9%），大连船舶公司于当年租赁合同签订后 30 日内（含本数）支付给三峡大连公司。

2.本基金存续期内对于租赁资产的运营管理安排

根据《租赁协议 1》关于运营管理的相关约定：后期的维护工作，项目公司负责公共部分及原有发电部分，大唐庄河公司负责自建的发电部分（发电单元、集电线路至 35kV 母线以及可能自建的无功补偿及相关二次设备等），大唐庄河公司按照容量比例（协议约定为项目公司和大唐庄河公司 3∶1）承担公共部分相应份额的维护费用。

根据《框架租赁协议》关于运营管理的相关约定：（1）项目公司负责租赁资产的日常运行维护、检修；（2）当租赁资产出现重大事故时，项目公司应及时组织抢修，同时应及时通知大连船舶公司，大连船舶公司视情况参加事故分析调查工作；

（3）当租赁资产发生紧急缺陷时，项目公司应该及时处理，同时将故障情况及处理情况通知大连船舶公司；（4）项目公司负责办理租赁资产的投保工作，投保险种为财产一切险。

因此，本基金存续期内，项目公司将继续负责租赁资产的日常运营维护，相关职责清晰明确，确保运营管理的连续稳定性。

3.对本项目稳定性的影响

综上，本项目发行前后，租赁资产的权属及运营管理安排保持一致：租赁资产由项目公司单独持有，运营管理责任亦主要由项目公司承担。自《租赁协议1》及《框架租赁协议》生效以来，租赁资产未发生任何运营事故或其他影响经营稳定性的情形。基于上述情况，预计该等安排不会对本项目的稳定性构成不利影响。

4.对庄本项目现金流和估值的影响

鉴于《租赁协议1》的承租人大唐庄河公司已一次性全额支付合同期限内的全部租金，因此《租赁协议1》项下的租赁业务不会因不动产基金存续期内产生收支差异或者租金无法回收等情况而影响庄河III海上风电项目现金流和估值。

根据《框架租赁协议》，租赁资产2的租赁期限为20年，三峡大连公司和大连船舶公司按年签订租赁合同并支付费用，每年租金为3,870,000.00元/年（含税，税率9%）。在其他参数不变的情况下，该部分租金收入占2026年全年预测总收入比例

约 0.76%，该部分租金收入全周期内对应的估值约 0.41 亿元，占比为 1.1%，对本项目现金流和估值影响较小。

5.风险揭示及缓释措施

（1）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“不动产项目对外租赁的风险”中进行了相关披露，具体如下：

项目公司与大唐（庄河）风力发电有限公司签署了《大唐（庄河）风力发电有限公司庄河I海上风电项目（100MW）临时接入三峡新能源大连发电有限公司庄河III项目（300MW）相关事项协议》，约定向其出租输变电设备、海缆、陆上架空联络线路等资产，租赁期限 25 年，一次性收取费用，现已结清。项目公司与大连船舶海装新能源有限公司（简称“大连船舶公司”）签署了《三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电项目输变电资产租赁合同》（出租人合同编号：21008104；承租人合同编号：HZXNY-ZH-GCB-201910-003；简称《框架租赁协议》），约定向其出租陆上架空联络线路等输变电资产，租赁期限 20 年，此后租赁合同每年一签（即《年度租赁协议》），并按年收取资产租赁费。截至本招募说明书出具日，项目公司尚未与大连船舶公司签署 2024-2026 年度的年度租赁协议，未收取对应的资产租赁费。为此，项目公司正在积极与大连船舶公司协商解决上述问题。不动产基金存续期间，如大连

船舶公司未能及时足额支付资产租赁费，可能对基金收益产生不利影响。

（2）缓释措施

《项目公司股权转让协议》约定，如因项目公司未能与大连船舶公司按照框架租赁协议及时签署各年度租赁合同等原因，无法在《资产租赁合同》约定的年度租赁合同最晚签订日后 30 日内（含本数）收到当年度的资产租赁费，华泰资管有权要求转让方三峡能源或其指定主体代为支付，但应扣除因对应款项或收入导致项目公司需承担的税金及成本费用（如有）。

（四）关于国资转让程序。根据申报材料，就项目公司的股权转让事宜尚待取得国务院国资委关于非公开协议转让的批复意见。请管理人披露相关进展及完成时间。

答复：

项目公司的股权转让事宜已取得国务院国资委关于非公开协议转让的批复。国务院国资委已于2026年3月28日出具《国务院国资委关于中国三峡新能源（集团）股份有限公司以相关资产发行基础设施 REITs 有关事项的批复》，原则同意三峡集团所属三峡能源以持有的大连庄河III海上风电项目发行基础设施 REITs 的方案，所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施。

管理人已在本基金《招募说明书》“第二章 不动产项目基本情况”之“第一节 不动产项目概况”之“五、不动产项目转让行为的合法性”进行补充披露。

（五）关于收益分配。请管理人在风险揭示中明确不动产基金连续两年未进行收益分配的应终止上市的相关事项，向投资者充分揭示风险。

答复：

为充分揭示本基金连续两年未进行收益分配而终止上市的风险，管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“一、与不动产基金相关的风险”之“停牌、暂停上市或终止上市的风险”中进行了相关披露，具体如下：

在《基金合同》生效且本基金符合上市交易条件后，本基金将在上海证券交易所挂牌上市交易。上市期间可能因信息披露、价格波动等原因导致本基金停牌，投资者在停牌期间不能买卖基金份额，由此产生流动性风险。同时，本基金运作过程中可能因触发法律法规或上海证券交易所规定的终止上市情形而终止上市（包括但不限于本基金不符合基金上市条件被上海证券交易所终止上市，连续两年未按照法律法规进行收益分配，基金管理人按照有关规定申请基金终止上市），导致投资者无法在二级市场交易或受到损失。

（六）关于存续期内转让限制。请管理人、律师根据《审核关注事项》第六十一条相关规定，在相关法律文件中补充披露不动产基金存续期内以及清算时，本项目可能面临的限制转让情形，完善相关风险揭示，并设置风险缓释措施。

答复：

1.基金存续期内及清算时本项目可能面临的转让限制

（1）政策法规项下的转让限制及解除情况

根据《中华人民共和国海域使用管理法》第二十七条第二款，海域使用权可以依法转让。海域使用权转让的具体办法，由国务院规定。根据《海域使用权管理规定》第三十九条、第四十条，转让海域使用权的，转让双方应当向原批准用海的人民政府海洋行政主管部门提交材料。根据《关于海域、无居民海岛有偿使用的意见》，制定海域使用权转让管理办法，明确转让范围、方式、程序等，转让由原批准用海的政府海洋行政主管部门审批。

根据原大连市海洋与渔业局于2018年4月21日签发的《海域使用权批准通知书》，庄河III海上风电项目用海系大连市人民政府批准，由此，庄河III海上风电项目海域使用权转让需由大连市人民政府海洋行政主管部门即大连市海洋发展局审批。

（2）《委托业主协议》项下的转让限制及解除情况

根据庄河市人民政府与项目公司签署的《大连市庄河海域海上风电场项目委托业主协议及附件》（简称《委托业主协

议》）第 1.4 条约定：“……未经庄河市人民政府同意，项目公司不得转让本项目的特许经营权。”

根据《委托业主协议》第 8.1 条约定：“所有权的变更及股份转让的限制。在项目建设期和并网发电后五年内，项目公司不得变更原始股东的控股权”。

2.风险揭示及缓释措施

（1）风险揭示

管理人已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“不动产项目转让限制的风险”中进行了相关披露，具体如下：

本基金存续期内及清算时，若涉及庄河Ⅲ海上风电项目的海域使用权、特许经营权或项目公司股权转让，根据《中华人民共和国海域使用管理法》《海域使用权管理规定》《关于海域、无居民海岛有偿使用的意见》、原大连市海洋与渔业局于 2018 年 4 月 21 日签发的《海域使用权批准通知书》以及庄河市人民政府与项目公司签署的《委托业主协议》等文件，可能存在因无法满足上述文件约定的前置流程和条件，导致无法顺利转让或处置该等资产或项目公司股权的风险。

（2）缓释措施

就本次公募 REITs 发行阶段涉及的交易步骤和转让限制，截至本反馈回复出具日，已获得大连市海洋发展局出具《关于

支持以三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电项目作为底层资产开展基础设施公募 REITs 的复函》和庄河市人民政府出具的《庄河市人民政府关于支持以庄河III海上风电项目作为底层资产开展基础设施公募 REITs 的函》，确认对三峡新能源大连市庄河III（300MW）海上风电场项目以 100%股权转让方式发行基础设施 REITs 无异议。

为应对前述风险，管理人及原始权益人将采取以下缓释措施：在计划转让前积极与大连市海洋发展局、庄河市政府等主管部门充分沟通，提前准备审批材料并争取必要批准；持续跟踪政策法规动态，确保转让行为合规。

（七）关于流动性服务机制。根据申报材料，不动产基金采取封闭式运作，不开通申购赎回，只能在二级市场交易。请管理人根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 2 号——发售业务（试行）》相关规定，在不动产基金相关法律文件中明确约定基金管理人关于流动性服务的相关安排，缓释不动产基金存续期内流动性不足风险。

答复：

为缓释本基金存续期间流动性不足的风险，基金管理人已在《基金合同》之“第六部分 基金份额的上市交易与结算”之“十一、流动性服务商安排”约定：“本基金上市期间，基金管理人将选定不少于 1 家流动性服务商为本基金提供双边报价等服务。基金管理人及流动性服务商开展基金流动性服务业务，按照《上海证券交易所基金业务指南第 2 号——上市基金做市业务》及其他相关规定执行。”并已在《基金合同》之“第七部分 基金合同当事人及权利义务”之“一、基金管理人”之“（二）基金管理人的权利与义务”第（35）条约定：“不动产基金上市期间，基金管理人原则上应当选定不少于 1 家流动性服务商为不动产基金提供双边报价等服务”。

（八）关于基金经理兼任。根据申报材料，本项目基金经理存在兼任情形，请管理人根据《审核关注事项》第五十八条相关规定，结合基金管理人在管产品以及基金经理在管产品说明基金经理的专业胜任能力和兼任安排的合理性。

答复：

1.拟任基金经理及兼任情况

本基金拟任基金经理为骆祥民、魏蓉蓉和肖如嘉，拟任基金经理的专业背景和管理经验如下。

骆祥民：硕士，2020 年加入华泰证券（上海）资产管理有限公司，曾参与多单公募 REITs 和不动产证券化产品的发行工作。骆祥民具备 5 年以上不动产项目投资经验。

魏蓉蓉：硕士，曾任职于安永华明会计师事务所、龙湖集团、菜鸟网络、普洛斯等企业。自 2020 年加入华泰证券（上海）资产管理有限公司后，全程参与了多单公募 REITs 项目的筹备工作。魏蓉蓉具备 5 年以上不动产项目运营管理经验。

肖如嘉：硕士，曾任职于中建美国有限公司、中国华融资产管理股份有限公司、万国数据服务有限公司等企业。曾从事不动产项目的前期开发及商务管理、数据中心投资并购及投后经营管理等工作。2023 年 9 月加入华泰证券（上海）资产管理有限公司，主要从事公募 REITs 项目的运营管理工作。肖如嘉具备 5 年以上不动产项目运营管理经验。

从上述专业背景、管理经验来看，拟任基金经理具备不动产项目投资或运营管理相关经验，具备担任本基金投资或运营基金经理所需的专业能力。

截至本反馈回复出具日，骆祥民未担任其他基金的基金经理；魏蓉蓉已担任华泰资管管理的华泰紫金宝湾物流仓储封闭式基础设施证券投资基金（简称“华泰宝湾物流 REIT”）的基金经理；肖如嘉已担任华泰资管管理的华泰紫金南京建邺产业园封闭式基础设施证券投资基金（简称“华泰南京建邺 REIT”）的基金经理。

2.拟任基金经理的兼任安排合理性

华泰宝湾物流 REIT 已于 2024 年 9 月成立，华泰南京建邺 REIT 已于 2024 年 11 月成立。本基金成立后，魏蓉蓉、肖如嘉均将同时担任两只公募 REITs 基金的基金经理。

综合考量基金管理人管理的 REITs 产品数量、魏蓉蓉及肖如嘉的专业能力、各基金所投资的不动产项目类型差异及基金管理人内部管理安排等因素，基金管理人认为魏蓉蓉、肖如嘉同时担任两只基金的基金经理具有合理性，具体说明如下：

（1）华泰资管在管的已上市不动产基金不少于 3 只，且同一资产业态的运营管理基金经理岗位适格人员不少于 2 人。

截至本反馈回复出具日，华泰资管作为基金管理人管理 4 只已上市的公募 REITs 产品，分别是华泰江苏交控 REIT、华泰宝湾物流 REIT、华泰南京建邺 REIT 及华泰苏州恒泰租赁住房

REIT，积累了较为丰富的不动产基金管理和运营经验，在合法合规的前提下可做好各项资源的有效调配。

在管项目中，华泰江苏交控 REIT 为经营权类项目，共有三人担任该项目的基金经理，其中两人为运营管理基金经理，均具有丰富的经营权类项目运营管理经验。因此，华泰资管经营权类项目的运营管理基金经理岗位适格人员不少于 2 人。

（2）魏蓉蓉、肖如嘉分别兼任不超过 3 只不动产基金，且具备 6 个月以上的不动产基金管理经验。

魏蓉蓉在担任华泰宝湾物流 REIT 的基金经理之前，从事多年不动产项目运营管理工作，具备丰富的不动产运营经验。同时，魏蓉蓉自 2024 年 9 月起担任华泰宝湾物流 REIT 的基金经理，承担基金运营管理工作，具备 1 年以上公募 REITs 管理经验。

肖如嘉在担任华泰南京建邺 REIT 的基金经理之前，从事多年不动产项目运营管理工作，具备丰富的不动产运营经验。同时，肖如嘉自 2024 年 11 月起担任华泰南京建邺 REIT 的基金经理，承担基金运营管理工作，具备 1 年以上公募 REITs 管理经验。

（3）华泰宝湾物流 REIT 所投资的仓储物流资产，华泰南京建邺 REIT 所投资的产业园资产，均与本基金拟投资的清洁能源资产类型不同，基金经理兼任不存在潜在利益冲突风险。

（4）基金管理人建立了完善的内部制度和治理机制，就不动产基金建立了相关的利益冲突防范机制，在基金管理人的各项制度中明确防范办法和解决方式，并严格按照相关法律法规以及基金管理人内部管理制度防范利益冲突，确保基金经理公平对待其所管理的不同不动产基金。

1）内部制度层面

基金管理人制定了《华泰证券（上海）资产管理有限公司风险管理基本制度》《华泰证券（上海）资产管理有限公司关联交易管理制度》和《华泰证券（上海）资产管理有限公司信息隔离墙管理制度》等，能够有效防范本基金层面的利益冲突和关联交易风险，保障基金管理人管理不同基金之间的公平性。针对公募 REITs 业务，基金管理人还制定了《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务管理制度（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金基金投资及运营决策委员会议事规则（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金项目运营与管理制度（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务信息披露管理制度（2026 年修订）》《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务公平交易制度（2026 年修订）》等，建立了公募 REITs 基金的内部运营管理规则，能够有效防范不同公募 REITs 基金之间的利益冲突。

2）基金的运营管理层面

根据《华泰证券（上海）资产管理有限公司公开募集不动产投资信托基金业务公平交易制度（2026 年修订）》（简称《公平交易制度》），基金管理人管理的不同基金应聘请不同的运营管理机构，且运营管理机构之间原则上不应存在关联关系。《公平交易制度》还约定了各基金持有的项目公司的年度经营计划及预算原则上应由运营管理机构制定初稿，经不动产基金投资及运营决策委员会或基金经理审批通过后执行。必要情况下，可以聘请外部专业机构对年度计划和预算发表专业意见。此外，《公平交易制度》还明确禁止不同基金之间相互投资和资金拆借行为，严禁直接或间接在不同基金间进行利益输送。

针对运营管理过程中的关联交易事项，华泰资管已建立了成熟的关联交易审批和检查机制。根据《华泰证券（上海）资产管理有限公司关联交易管理制度》，公募投资组合的重大关联交易应提交基金管理人董事会审议。此外，对于连续 12 个月超过基金净资产 5%的关联交易，还应当提交基金份额持有人大会表决。完善的关联交易决策及审查机制，保障了日常运营管理过程中关联交易的合理性和公允性，能够充分防范利益冲突。同时，基金管理人须对不动产基金存在的相关利益冲突事项进行定期披露，必要情况下还需要进行临时披露。通过信息披露的方式接受公众监督，有利于督促基金管理人公平、公正、妥善处理相关利益冲突问题，防范相关风险。

3）项目公司的经营管理层面

基金管理人委托运营管理机构为底层资产提供运营管理服务，对于委托事项之外的经营管理事项，可由基金经理经REITs投资及运营决策委员会授权后进行决策，或由基金经理提出项目运营管理方案报基金管理人相关部门会签或经 REITs 投资及运营决策委员会审议通过后执行。基金经理需要定期向 REITs 投资及运营决策委员会汇报项目公司经营管理情况，以确保基金经理勤勉尽责。基金管理人制定了完善的项目公司层面的运营管理、决策以及监督检查机制，能够有效防范不同不动产基金之间的利益冲突或关联交易风险。

4）基金的投资扩募阶段

基金管理人在《公平交易制度》中约定，不动产基金通过信息隔离、人员隔离和决策流程独立等方式来防范利益冲突。

5）基金管理人已建立有效运营管理机制，将合理安排华泰宝湾物流 REIT、华泰南京建邺 REIT 与本基金的各基金经理的职责与分工，确保魏蓉蓉、肖如嘉的工作职责安排合理、有效，确保魏蓉蓉、肖如嘉具有充足的时间和能力，可同时胜任其在两只基金中承担的工作职责。

除基金经理以外，基金管理人的 REITs 投资及运营决策委员会负责对公募 REITs 业务的重大事项进行决策，华泰资管中后台部门为 REITs 业务提供风险控制、合规管理、数字化运营等系统服务。

综上，管理人认为本基金的拟任基金经理组合具备专业胜任能力，魏蓉蓉兼任华泰宝湾物流 REIT、肖如嘉兼任华泰南京建邺 REIT 与本基金的基金经理具备合理性，上述兼任安排符合《审核关注事项》第五十八条相关规定。

（九）关于管理费率。根据申报材料，本基金的托管费为0。请管理人说明托管费设置的合理性。

答复：

参考已上市项目的托管费水平，本基金托管费率已调整为0.01%，并相应修改基金合同。托管费按前一估值日基金资产净值的0.01%年费率计提，计算及计提方式如下。

H＝E×0.01%÷当年天数

H为按日应计提的基金托管费

E为前一估值日基金资产净值（或基金募集净金额）

如无前一估值日的，以基金募集净金额作为计费基础。若涉及基金扩募等原因导致基金规模变化时，需按照实际规模变化期间进行调整，分段计算。

基金托管费按日计提，按年支付。基金管理人与基金托管人双方核对无误后，基金托管人按照与基金管理人协商一致的方式从基金财产中一次性支取。若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（十）关于财务数据更新。根据申报材料，本项目的财务数据和评估基准日均为 2025 年 6 月 30 日，请管理人将相关财务数据更新至有效期内。

答复：

管理人已将相关财务数据和评估基准日更新至2025年12月31日，并相应更新全套申报材料。

（本页无正文，为关于《关于华泰三峡清洁能源封闭式基础设施证券投资基金上市及华泰资管-三峡清洁能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》的答复的盖章页）

基金管理人：华泰证券（上海）资产管理有限公司

2026 年5月 8日

（本页无正文，为关于《关于华泰三峡清洁能源封闭式基础设施证券投资基金上市及华泰资管-三峡清洁能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》的答复的盖章页）

资产支持证券管理人：华泰证券（上海）资产管理有限公司

2026 年5月8日